



## **Fremtidens gassystem: nutid, overgang og fremtid**

**Nielsen, Lise Skovsgaard**

*Publication date:*  
2018

*Document Version*  
Peer reviewed version

[Link back to DTU Orbit](#)

*Citation (APA):*  
Nielsen, L. S. (2018). *Fremtidens gassystem: nutid, overgang og fremtid*.

---

### **General rights**

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

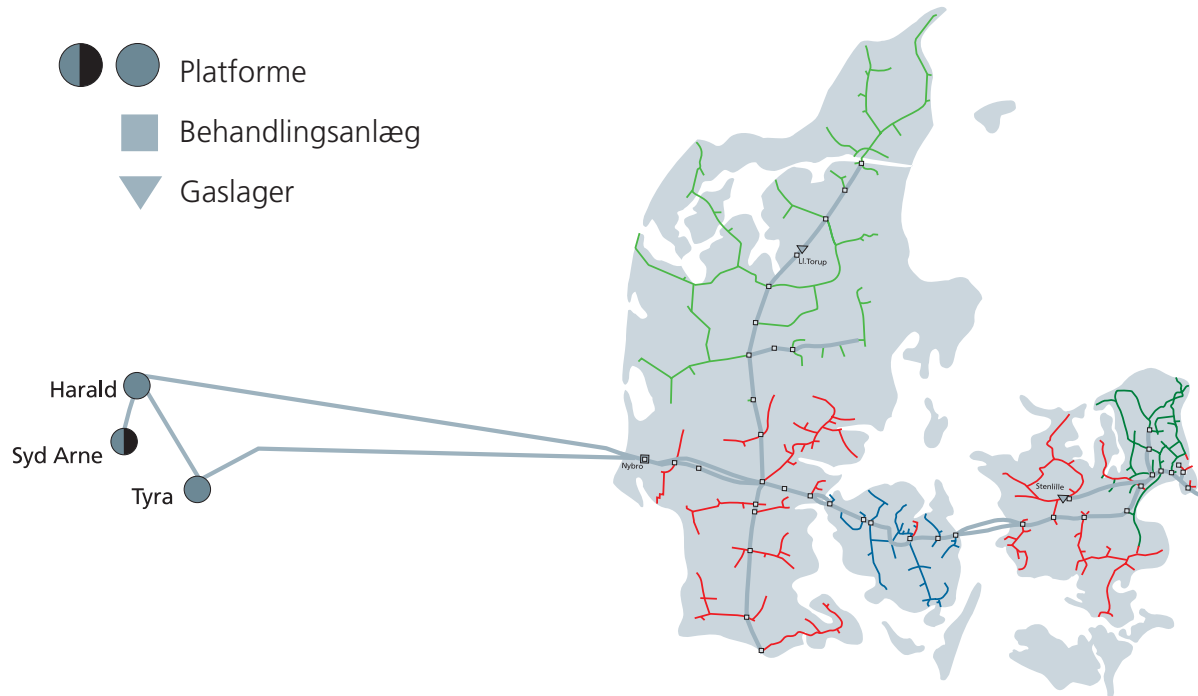
If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

# Fremtidens gassystem

nutid, overgang og fremtid

---

Et energicase til kursus 42580 Ingeniørarbejde I - E2018



Udarbejdet af:

Lise Skovsgaard Nielsen (lskn@dtu.dk)

DTU Management Engineering, Systems Analysis

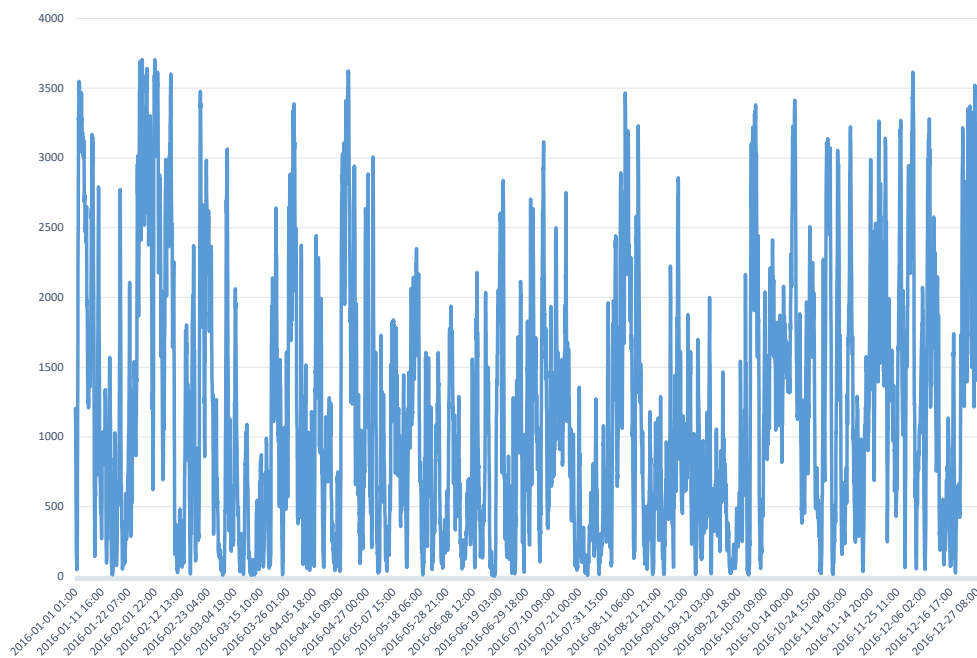
# Indhold

<b>1</b>	<b>Baggrund</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Energisystemet</b>	<b>6</b>
2.1	VE-gas som en del af det samlede energisystem . . . . .	7
2.2	Danske energimarkeder . . . . .	8
2.3	Dansk og europæisk energipolitik . . . . .	9
<b>3</b>	<b>Det danske gassystem</b>	<b>11</b>
3.1	Aktører . . . . .	13
3.2	Transmission og distribution . . . . .	13
3.2.1	Distribution . . . . .	14
3.3	Gaslagrene . . . . .	15
3.3.1	Sikkerhed . . . . .	16
3.3.2	Udvidelser eller nye lagre . . . . .	16
3.4	Transit . . . . .	17
3.4.1	Nord Stream . . . . .	18
3.4.2	Baltic pipe . . . . .	19
<b>4</b>	<b>Vedvarende energigasser</b>	<b>19</b>
4.1	Biogas . . . . .	20
4.1.1	Biogas regulering . . . . .	23
4.1.2	Biogas støtte sammenholdt med anden støtte . . . . .	24
4.2	Brint og Power to Gas (PtG) . . . . .	25
<b>5</b>	<b>Gode steder at undersøge</b>	<b>27</b>
<b>6</b>	<b>Referencer</b>	<b>29</b>

# 1 Baggrund

Det danske Folketing har sat et mål om, at Danmark skal være uafhængig af fossile brændsler i 2050. I mellemtiden skal det danske energisystem gennemgå en transition, hvor den fossile energi udfases. Allerede nu er der indfaset en betydelig andel af vedvarende energi (VE) i form af vind- og solkraft samt en mindre del biogas.

Produktionen af vind- og solkraft kræver store investeringer og tidligere investeringer har været generøst støttet; både i Danmark og andre lande. Nu er prisen på disse teknologier faldet markant, hvorfor støttebehovet også er faldet. Når først investeringerne i sol- og vindkraft er foretaget er de løbende driftsomkostninger begrænsede og marginalomkostningerne<sup>1</sup> er lig med nul. Derved kan fx vind-el udbydes til prisen nul kroner. Til gengæld bestemmer man ikke selv, hvornår energien produceres (det er når solen skinner eller vinden blæser). Dette giver en udfordring for energisystemet eftersom el altid skal bruges, når den produceres, mens forbruget sjældent følger produktionen af sol- og vindkraft.



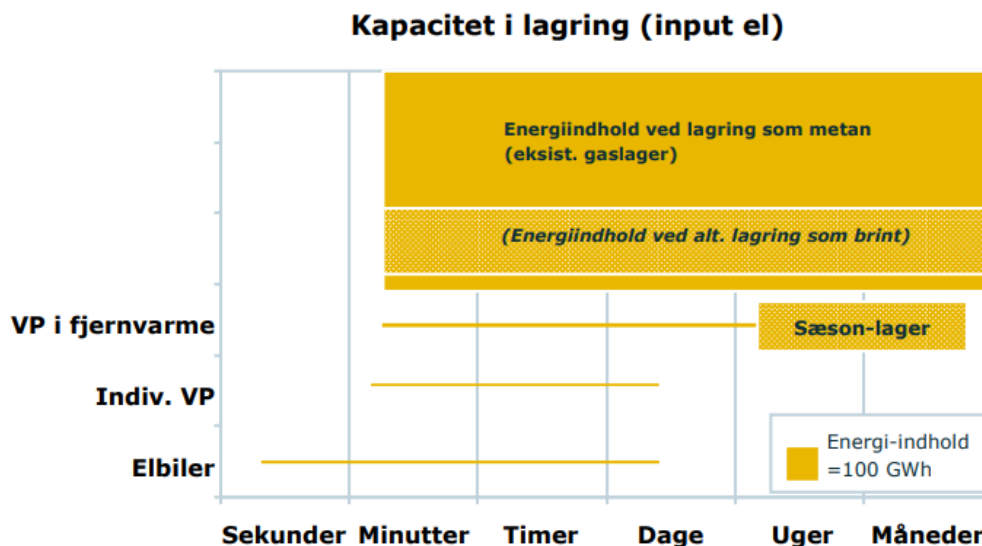
Figur 1: Vindproduktion i Danmark, 2016: Kilde: Energinet

I takt med at andelen af sol og vind stiger, bliver udfordringen for el-systemet større, og den udfordring skal håndteres hvis et fossilfrit energisystem skal eksistere i fremtiden. Der arbejdes på mange løsninger. Én løsning er fleksibelt el-forbrug, hvor forbrugeren vha. smarte systemer opfordres til at forbruge el, når den produceres, fremfor når det umiddelbare behov opstår. Der arbejdes også på forskellige former for el-lagring. Foreløbigt kan disse løsninger

<sup>1</sup>dvs. omkostningen for den næste producerede enhed

kun levere fleksibilitet over kort sigt, men til tider kan der være et behov for fleksibilitet over længere sigt.

Sommeren 2018 var der usædvanligt vindstille i Danmark, og selvom der også var meget sol, kunne den ekstra sol-kraft ikke fuldt kunnet opveje manglen på vindkraft, som resultat deraf blev Danmark nødsaget til at importere fossilt produceret el fra især Tyskland. Danmark importerer typisk også en del el fra norsk og svensk vandkraft, men eftersom det heller ikke regnede meget i hverken Norge eller Sverige den sommer var det også begrænset med vandkraften.



Figur 2: Muligheder for el-lagring kapacitet og tidshorisont. Kilde: Energinet

I modsætningen til el, kan gas lagres i millioner af år, og det danske gassystem er stort, tæt forgrenet og er tilknyttet to danske gaslagre samt resten af Europa. Gassystemet kan derfor være med til at tilgodese behovet for fleksibilitet. Gasturbiner kan hurtigt startes op, når elproduktionen svigter fra vind og sol. Naturgas udleder mindre  $\text{CO}_2$  pr  $\text{GJ}^2$  end kul, men det er et dyrt brændsel og altså fortsat fossilt. Naturgas kan imidlertid være et udmærket brændsel i en overgangsperiode, og naturgas anvendes flittigt rundt om i Europa.

Biogas er som vind- og solkraft fossilfri, faktisk kan man argumentere for at nogle typer af biogas produktion har en negativ  $\text{CO}_2$ -udledning, da konverteringen af gylle til biogas og gødning reducerer udledningen af metan og lattergas til atmosfæren. Eftersom metan og lattergas er langt mere kraftige drivhusgasser end  $\text{CO}_2$  giver det samlet set en negativ drivhusgasudledning<sup>3</sup>. Biogas er grundlæggende en gammel teknologi, men det er fortsat en dyr teknologi med betydelige driftsomkostninger modsat vind og sol.

Til gengæld kan biogas lagres og med den rette lagrings- og produktionskapacitet vil biogas kunne forsyne el-systemet når vind- og solkraft ikke kan.

<sup>2</sup>Naturgas: 57kg/GJ, kul: 94,5kg/GJ [8]

<sup>3</sup>præcist hvor negativ denne udledning er bliver diskuteret, mulige forslag bliver præsenteret i [26, 23]

De senere år er nye teknologier blevet udviklet og biogas kan blive ”opgraderet” til bionaturgas (biomethane på engelsk) og således opnå samme gaskvalitet som naturgas. Derved kan bionaturgassen sendes ud på naturgasnettet og transporteres derhen, hvor behovet er; *når* behovet er der. Opgraderingen kan enten foregå ved at CO<sub>2</sub> fjernes fra biogassen *eller* ved at brint (H<sub>2</sub>) tilføres biogassen hvorved overskuds-CO<sub>2</sub> sammen med brint konverteres til metan plus ilt plus varme ( $\text{CO}_2 + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{O}_2 + \text{varme}$ ).

Brint er en anden gas, som er blevet spået mange muligheder i fremtidens energisystem. Brint kan produceres vha. elektrolyse, hvor eneste input i princippet er vand og strøm. Når brint forbrændes dannes ingen emissioner udover vanddamp. Når elpriserne er lave, kan overskudsel konverteres til brint, der — modsat el — kan lagres. Denne teknologi er stadig umoden og kaldes typisk Power-to-Gas (PtG). Brint kan bruges til el-produktion, proces eller i transport, ligesom naturgas og brint kan i princippet produceres fra ren vind- og solkraft uden udledning af CO<sub>2</sub>. Teknologien er dog stadig umoden, og de sikkerhedsmæssige udfordringer der er i forbindelse med lagring under højt tryk og eksplosionsfare er endnu større for brint, end de er for naturgas. Derudover er det danske naturgassystem ikke designet til at transportere ren brint og heller ikke engang store andele af brint.

I dette case beskrives gassystemet samt VE-gasteknologierne biogas, bionaturgas og brint. Gas kan levere fleksibilitet, hvor andre VE-teknologier kan have brug for det, og naturgas ville kunne fungere som et overgangsbrændsel i transitionen fra et fossilt til et fossilt-*frit* samfund. De vedvarende gasteknologier er dyre sammenlignet med andre vedvarende energiteknologier, men til gengæld vil disse teknologier kunne levere fleksibilitet og et transportbrændsel med en længere rækkevidde end el-bilsbatterier kan på nuværende tidspunkt.

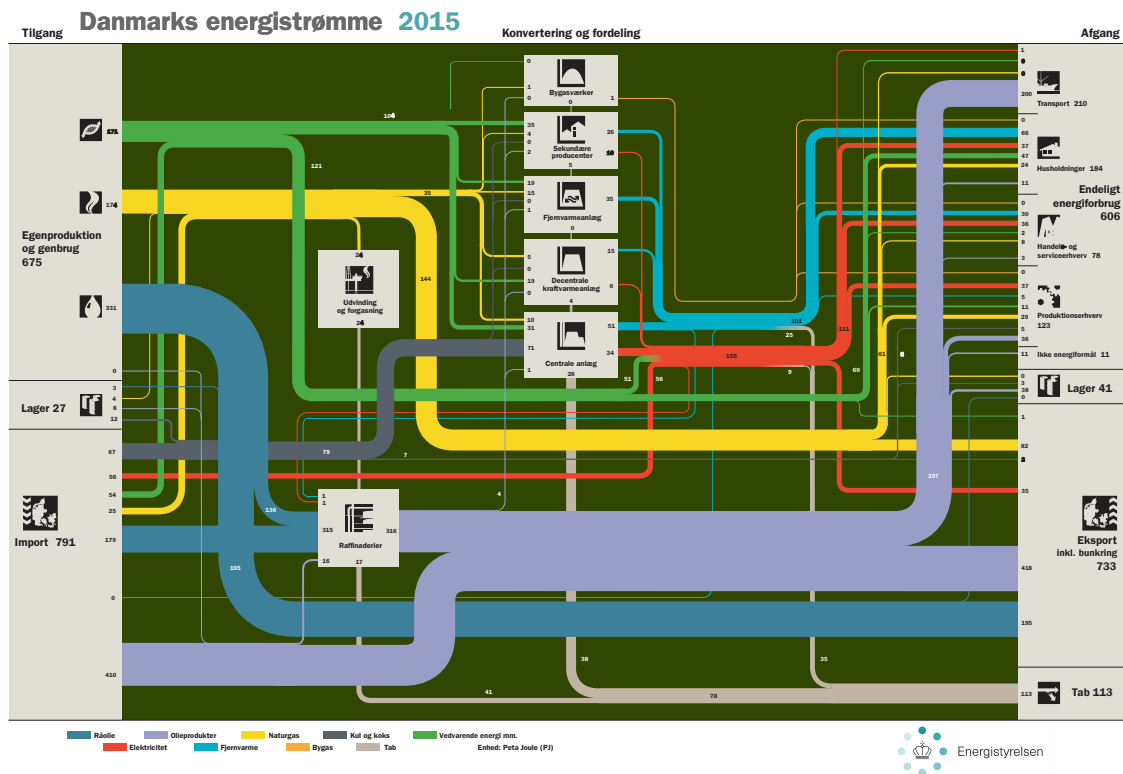
Det er endnu ikke afgjort hvad der skal ske med det danske naturgas system, og der er mange aspekter man kan overveje. Emner der kan overvejes kan være:

1. Har vi brug for et gassystem i fremtiden?
2. Hvilken gas skal der i så fald være i systemet?
3. Hvad vil vi være villige til at betale for sådan et system?
4. Hvad skal gassen i så fald bruges til?
  - (a) el-produktion?
  - (b) industri?
  - (c) transport eller andet?
5. Hvem er beslutningstagerne?

Find selv på flere spørgsmål

## 2 Energisystemet

Danmark er fortsat meget afhængig af fossil energi. Som det fremgår af figur 3 bruges der stort set kun fossile brændsler i transportsektoren (mest olie), og det samme gør sig i store træk gældende for industrien (kul, gas og olie), selvom der trods alt er kommet lidt vedvarende energi ind i industrien.

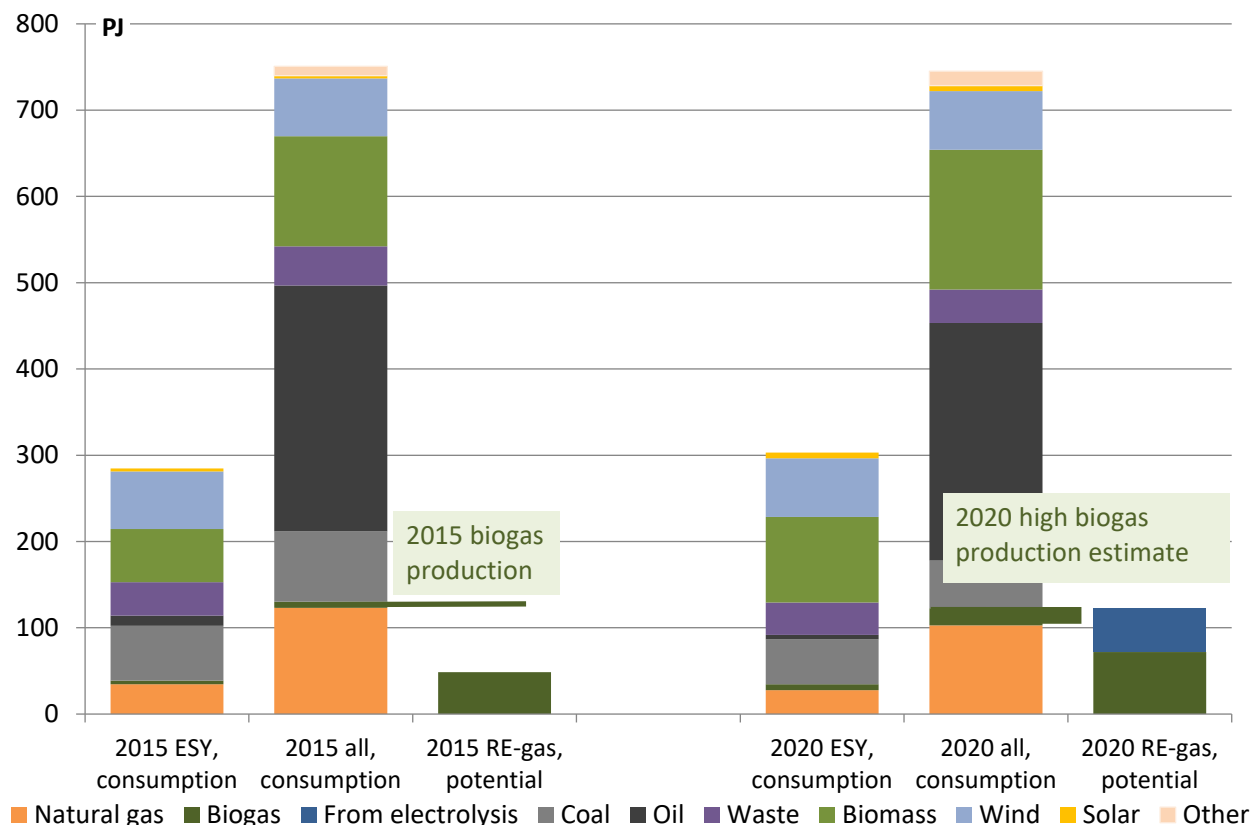


Figur 3: Det danske energisystem, input og output. Kilde: Energistyrelsen[7]

Det danske energisystem (el- og varme produktion) har historisk set været baseret på kraftvarmeproduktion (CHP); hvor centrale anlæg hovedsageligt er drevet på kul og affaldsforbrænding<sup>4</sup> (og nu også anden biomasse), mens decentrale anlæg mest har været drevet på naturgas. De senere år er der dog sket en betydelig udvikling i energisystemet, hvor en højere grad af vind- og sol-el er blevet tilsluttet systemet. Samtidig har flere kraftvarmeverker nedroslet kraftvarmedelen og suppleret varmeproduktionen med biomassebaserede varmekedler.

<sup>4</sup>Danmark har en højt udviklet affaldsforbrændingssektor med en betydelig affaldsforbrændingskapacitet. Ny regulering fra EU, kræver en højere grad af genanvendelse, hvilket de senere år har givet problemer for affaldsforbrændingsværkerne

## 2.1 VE-gas som en del af det samlede energisystem



Figur 4: Dansk biogas i forhold til det samlede energiforbrug sammenholdt med potentialet for fremtidig bio(natur)gas produktion *Kilder:* Estimerer på brændselsefterspørgsel[3], Forventet fremtidig biogasproduktion[18], Estimerer på potentialet ( [9, 1] p. 49 and p. 4)

I figur 4 præsenteres den danske biogasproduktion for 2015 sammen med forventet produktion for 2020[18]. Det bliver tydeligt at biogas ikke spiller nogen væsentlig rolle i det samlede danske energiforbrug, når biogasproduktionen sammenlignes med det samlede bruttoenergiforbrug (det samlede forbrug, [3]) eller bare brændselsforbruget i kraft- varmesektoren (ESY,[3]). Biogas kunne potentielt spille en større rolle, hvis det fulde potentiale blev udnyttet (VE-gas potentialet[9, 1]). Hvis al potentiel biogas blev produceret og opgraderet til bionaturgas ved tilførelsen af brint fra elektrolyse, kunne bionaturgas i princippet erstatte den forventede naturgasefterspørgsel i 2020. Nye ikke offentliggjorte data antyder at dansk biogas produktion meget vel kan overstige 20PJ i 2020; men det vil fortsat være langt fra det forventede naturgasforbrug.

Energistyrelsen forventer at biogas vil blive brugt i kraftvarmesektoren efter 2020, selvom dette ellers har været den altdominerende anvendelse hidtil se figur 15. Foreløbigt kan biogas og bionaturgas fungere som et *supplement* i det fremtidige energisystem, og måske på sigt erstatte naturgasforbruget.

I disse år har den danske energiproduktion udvikler sig hurtigt over mod vedvarende energi, med en stor vindkraftkapacitet, der i 2016 leverede mere end 35% af *dansk elforsyning*[8].



Den stigende andel af vedvarende elektricitetsproduktion i form af vind- og solenergi har øget elprisens volatilitet<sup>5</sup> i forhold til tidligere, hvor de primære el-leverandører var kraftværker, som kunne skrue op og ned afhængigt af efterspørgslen. El-priserne varierer betydeligt over dag og år også selvom det danske energisystem er godt forbundet med nabolandene via transitkabler (interconnectors); særligt norsk vandkraft medvirker til at moderere pristoppene, men er altså ikke tilstrækkeligt til fuldt at udligne forskelle mellem forbrug og produktion.

## 2.2 Danske energimarkeder

Figur 5 viser den daglige prisvariation for henholdsvis el, varme og naturgas. Varmeprisen er den årlige regulerede varmepris for Vinderup fjernvarmeområde, som ligger tæt på flere biogas producenter i Holstebro-området. Fjernvarmeområderne er naturlige monopoler<sup>6</sup> og er derfor monopolreguleret. I Danmark følges en ”*hvile-i-sig-selv*”-regulering<sup>7</sup>. Varmeprisen varierer typisk ikke hen over året, men kan godt variere fra år til år<sup>8</sup> og prisen kan variere markant fra område til område. I 2018 varierede varmepriserne mellem varmeområderne fra ca. 170-100DKK/MWh [13].

Det danske gasnet er stort og dækker store områder af Danmark. Det er desuden godt forbundet med Tyskland og Sverige. Gasmarkedet er i disse år ved at udvikle til at blive mere likvidt med en stigende grad af intra-daghandel [12, 11]. Traditionelt er gas blevet handlet via lange kontrakter og prisvariationerne har typisk været årlige eller sæsonbestemt. En årsag til de lave intra-dags prisvariationer skyldes de grundlæggende egenskaber ved gassen og derved også gassystemet. Gas kan lagres direkte og gasnettet fungerer som et grundlæggende lager gennem systemets *linepack*, hvor den tilgængelige mængde gas bestemmes af gasvolumen og tryk i nettet<sup>9</sup>. Gas behøver således ikke, i modsætning til el, at blive forbrugt så snart det produceres og tilføres nettet, og hvis ellers nettet er stort nok og tilføres tilstrækkeligt tryk kan gassen uforandret transporteres over særdeles lange afstande. Gasforbruget er for nuværende faldende i Danmark, det skyldes flere ting, men en betydelig årsag er den faldende kraftvarmeproduktion. Som en konsekvens af den øgede vind- og solkraft med lave marginalpriser kan kraftvarmeproducenterne ikke få den samme pris for el som tidligere — og desuden ikke byde ind i el-markedet så ofte, da el-prisen simpelthen ligger under deres marginalpris. Flere decentrale kraftvarmeverker har derfor valgt at fokusere på ren varmeproduktion fra biomassekedler, solvarme, varmepumper eller lignende. Tidligere var dette ikke tilladt ifølge dansk lovgivning (se fx [34]), men de lavere el-priser har banet vejen for en løsere regulering på området.

For biogasproducenterne er konsekvensen af ovenstående, at fjernvarmeproducenterne er mere tilbageholdende overfor direkte anvendelse af biogas, dette har ellers historisk været den foretrukne løsning.

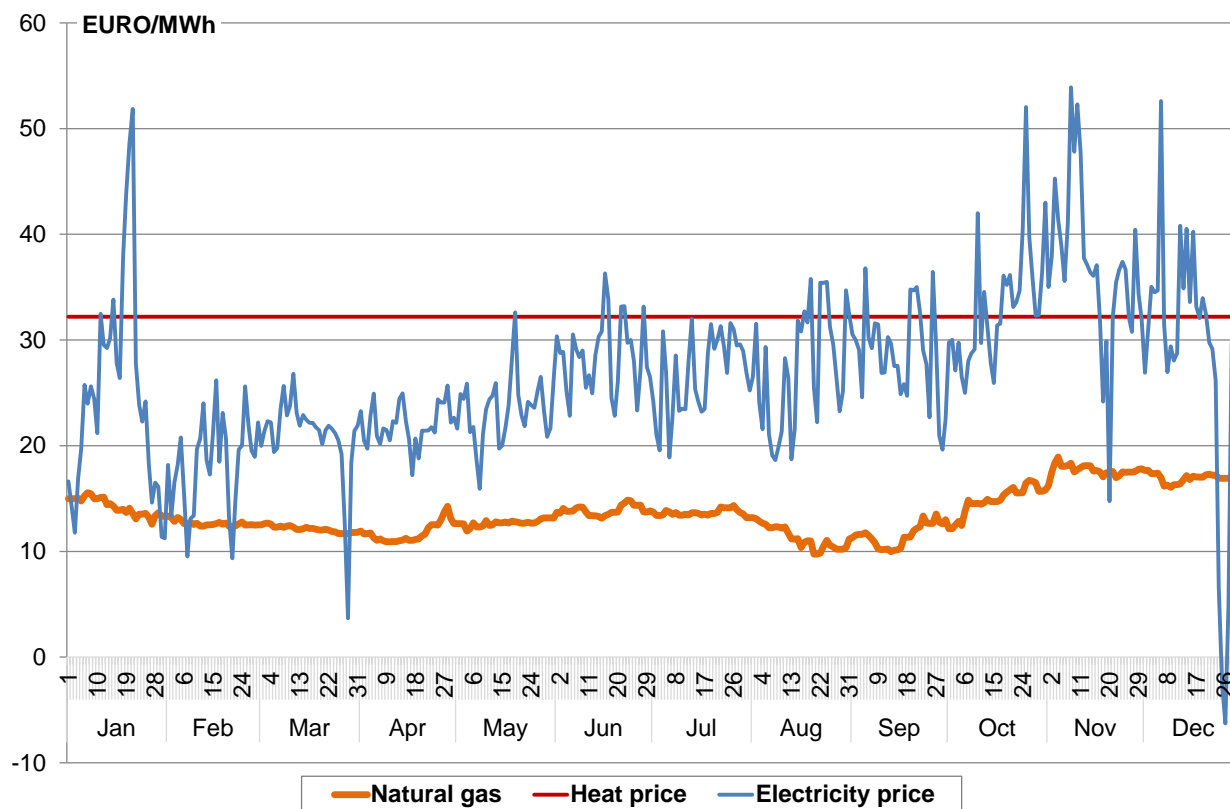
<sup>5</sup>dvs. at elprisen varierer betydeligt i løbet af dagen, over uger og måneder

<sup>6</sup>et naturligt monopol, er produktioner, hvor det giver bedst økonomisk mening, at der kun er en udbyder. Et klassisk eksempel er jernbaner eller netop energi transmission og distribution

<sup>7</sup>et princip, hvor producenten ikke må have et overskud men heller ikke et underskud, dvs. omkostningerne skal dækkes af indtægterne

<sup>8</sup>se fx figur 2 i [32]

<sup>9</sup>Linepack kan forstås som et begreb for hvor meget gas, der kan være i nettet afhængig af gastype og tryk i nettet



Figur 5: Danske gas- og elpriser i 2016 sammen med varmeprisen for Vinderup fjernvarme

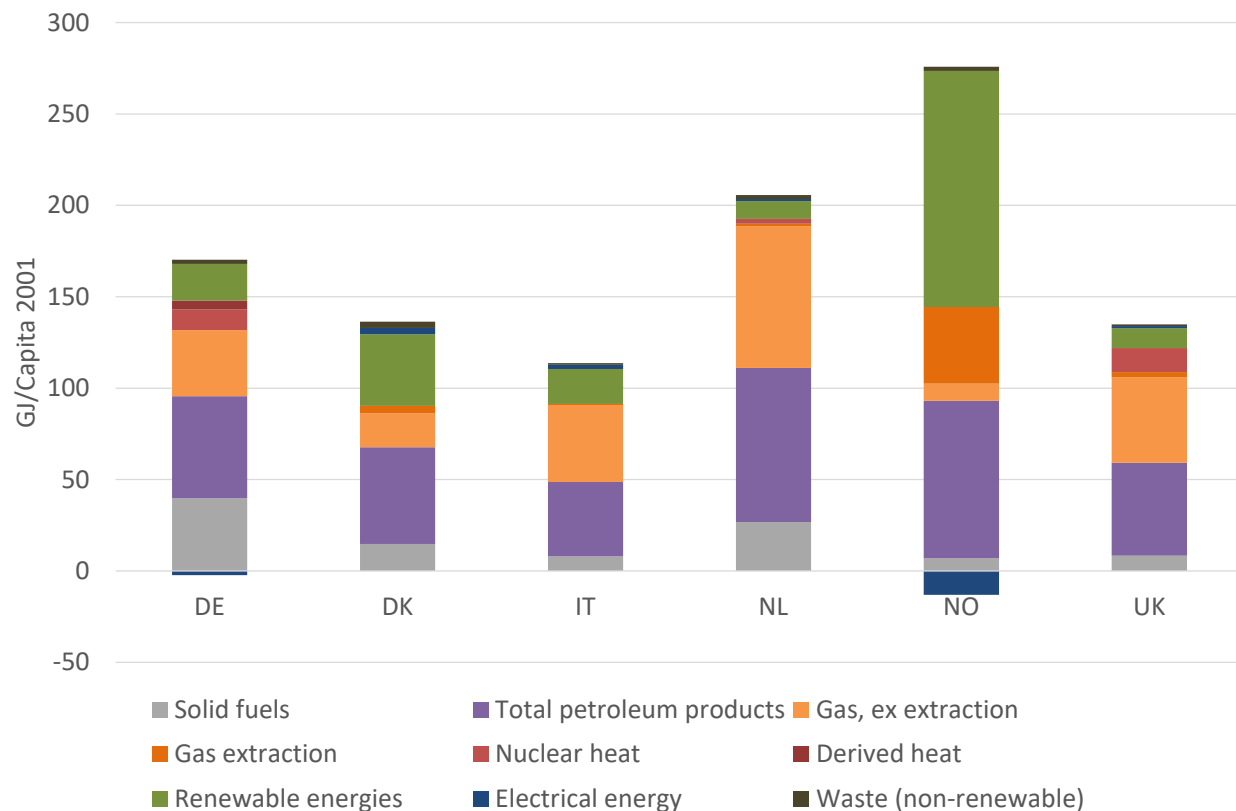
## 2.3 Dansk og europæisk energipolitik

Europæisk energipolitik er præget af klimapolitik og ønsket om energiforsyningssikkerhed, da mange europæiske lande er afhængige af at importere energi fra både andre EU-lande og ikke-EU-lande (herunder særligt Rusland og Mellemøsten)— dette gælder også til en vis grad for Danmark. Derfor er EU's 2020-mål både målrettet CO<sub>2</sub>-reduktion, vedvarende energi og energibesparelser.

Danmark har ikke nogen naturlig adgang til vandkraft og det er begrænset hvor mange timer der er med direkte sol i sammenligning med de mere sydlige EU-lande. Sol-kraft er derfor først for nyligt blevet profitabelt i Danmark; efter investeringsomkostningerne er faldet betydeligt og teknologien er blevet udviklet til også at kunne fange energi udenfor direkte sol. Vind er til gengæld en ressource som særligt Vest-Danmark har rigeligt af, hvorfor vindkraft er blevet støttet og udbygget betydeligt i Danmark.

I figur 6 sammenholdes dansk bruttoenergiforbrug med nogle af vores nabolandes. Det fremgår at Danmark har et relativt lavt bruttoenergiforbrug pr capita set i forhold til vores nabolande, og at andelen af vedvarende energi af det samlede forbrug er relativt stort (hvis man ser bort fra Norge, der har adgang til betydelige ressourcer fra vandkraft). Det fremgår også at Tyskland, Italien, Holland og UK er væsentligt mere afhængige af naturgas end Danmark, selvom Danmark også bruger meget naturgas.

Det relativt lave bruttoenergiforbrug i Danmark kan blandt andet forklares ved at der i



Figur 6: Bruttoenergiforbrug pr capita, fordelt på brændsler i 2016

løbet af 1980'erne kom fokus på energibesparelser og udtrykket "termodynamisk kriminalitet"<sup>10</sup> blev fremherskende. Dansk energiproduktion blev derfor hårdt reguleret med et samproduktionskrav<sup>11</sup>, hvilket førte til udviklingen af kraftvarmeproduktion på både centrale- og decentrale værker. Centrale værker brugte hovedsageligt kul og affald som brændsler, mens decentrale værker skulle anvende naturgas[27].

Reguleringen af kraftvarmeproduktionen har desuden været præget af ufrigt brændselsvalg defineret ud fra værkernes geografiske position (om hvorvidt de fx lå tæt på naturgasnettet) samt "hvile-i-sig-selv"-regulering. Derudover er fossile brændsler anvendt til varmeproduktion højt beskattet med både energi- og CO<sub>2</sub>-afgifter; mens el-produktionen ikke er belagt med afgifter. Til gengæld har el-forbruget også typisk været højt beskattet, hvilket har en effekt på anvendelsen af el fx i forhold til varmepumper og elektrolyse til brint, der kan bruges i opgraderingen af biogas.

Som vindproduktionen er øget er det blevet sværere for kraftvarmeproducenterne. Dette har midlertidigt været forsøgt løst med sikrede priser (treleds-tariffen) og en opblødning af både brændsels- og samproduktionskravet, hvilket har afhjulpet tilpasningen til det fremtidige energisystem. Det har imidlertid også fremelsket en ny bølge af investeringer i biomas-sebaserede varmekedler (pga. manglende beskatning af biomasse), som ikke nødvendigvis er

<sup>10</sup> *Termodynamisk kriminalitet* henviser til når overskudsvarmen ikke udnyttet i forbindelse med termisk el-produktion

<sup>11</sup> altså kravet om kraftvarmeproduktion fremfor ren kraft- eller varmeproduktion

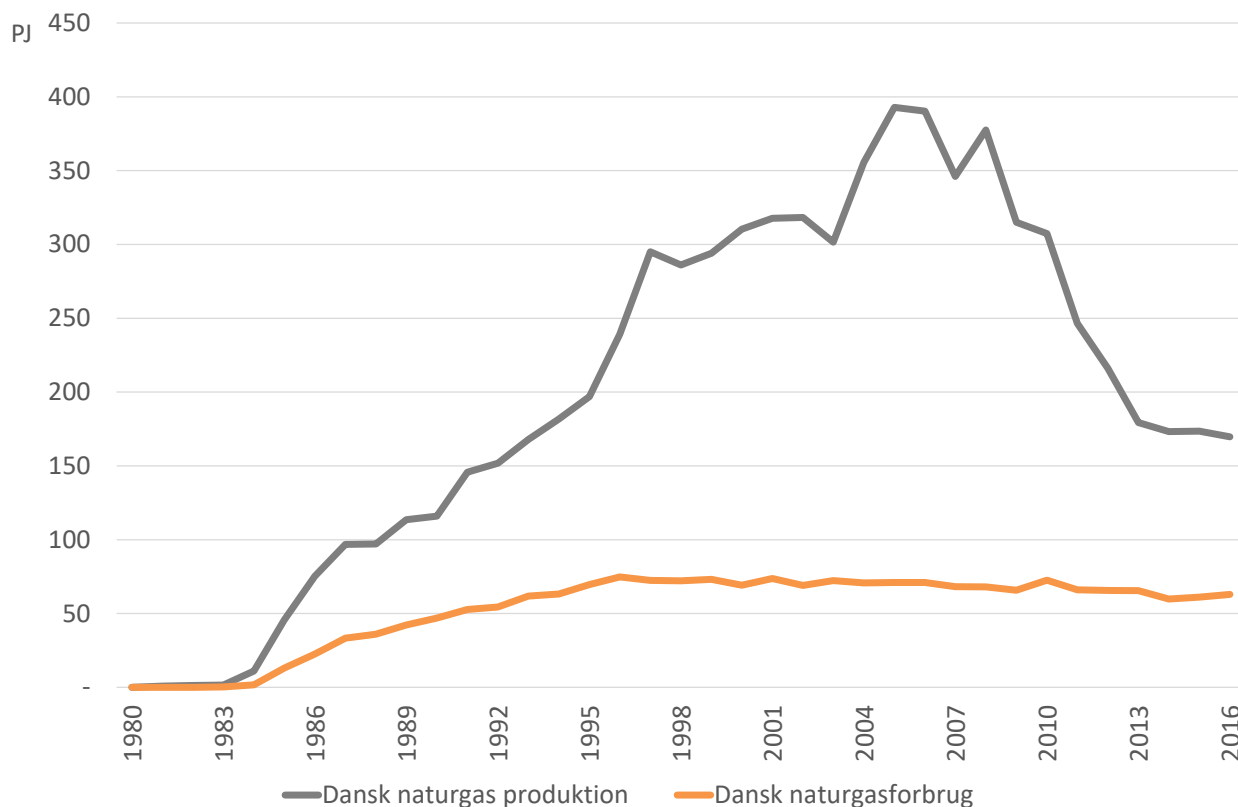
bæredygtigt på længere sigt. Med den nyeste energiaftale i 2018[16], planlægges det at der skal lempes yderligere på både restriktionerne og på el-afgifter generelt — og til varmeproduktion. Sidstnævnte kan både fremme el-forbruget (og måske drive priserne op) samt bedre overgangen til det vedvarende energisystem.

Brugen af naturgas i kraftvarmeproduktionen bunder i, at der i 1978 blev fundet et betydeligt fund af olie og gas i Nordsøen, og for at understøtte brugen af naturgassen, blev det i 1979 besluttet, at der skulle investeres i et dansk gasnet[27]. Konsekvensen af den ovenstående beskrevne politik er, at Danmark i dag har et stærkt forgrenet naturgasnet og mange lokale fjernvarmenet.

Biogasproduktionen startede omtrent samtidigt med de lokale kraftvarmewærker, og det var således nærliggende, at biogassen skulle bruges direkte i lokale kraftvarmewærker, beslutningen herom blev understøttet af, at biogas typisk også blev brugt til el-produktion i andre Europæiske lande[19].

### 3 Det danske gassystem

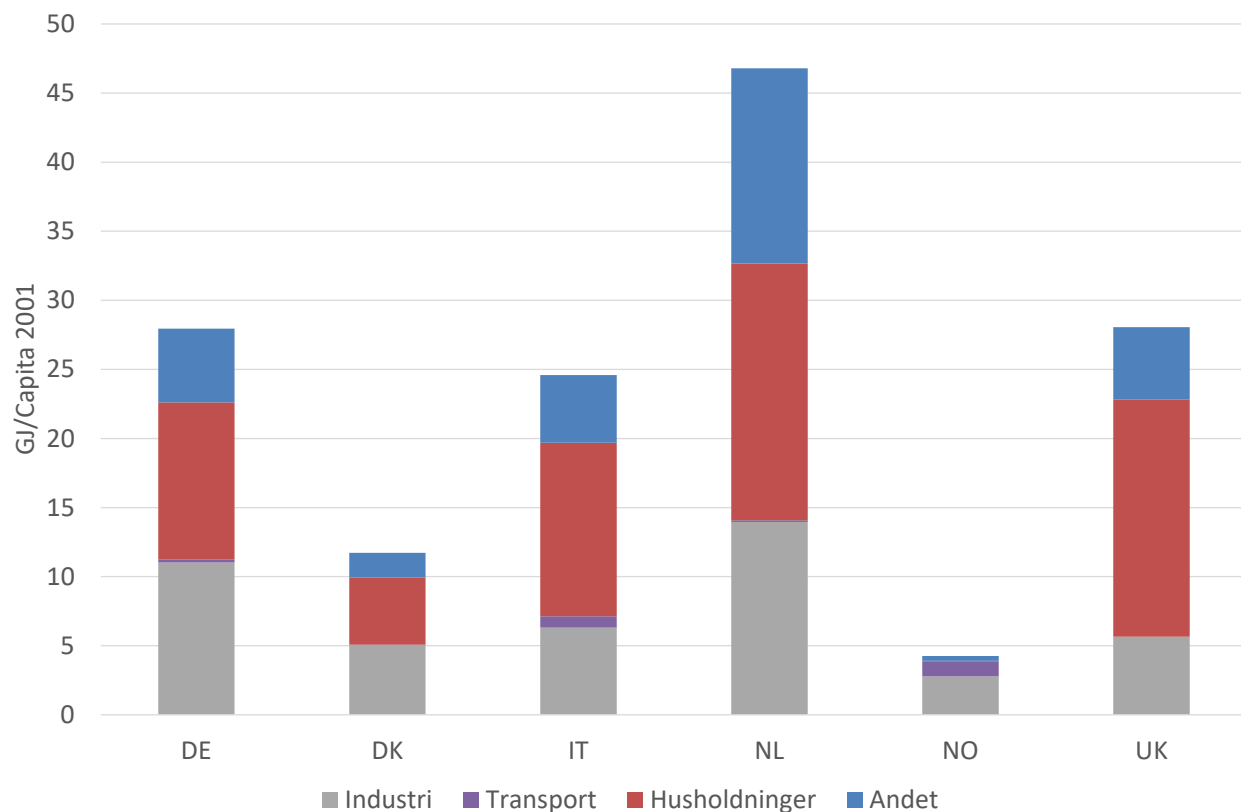
Bemærk at flere afsnit i dette kapitel er stærkt inspireret af afsnit fra en Future Gas rapport fra 2017[35]



Figur 7: Dansk gas produktion og forbrug siden 1980

Danmark har siden 1983 haft en positiv nettoproduktion af naturgas se figur 7; og har

derfor eksporteret naturgas til både Sverige og Tyskland gennem det danske transmissions-system, men også direkte fra Nordsøen til Holland. Det danske transmissionssystem har fra starten af kun været designet til nationalt forbrug og eksport af naturgas; men da de danske naturgasreserver begyndte at aftage i starten af 2000, blev det vedtaget at transmissionsnet-tet fra 2013 skulle være udvidet med en dublering fra Ellund og en kompressor i Egtved, der kan puste og suge i alle retninger. Selvom nettoeksporten fortsat er positiv, kan Danmark således også importere naturgas, når det er nødvendigt. Efter ny lovgivning i 2014 er der også så småt begyndt at komme bionaturgas i gasnettet, dog fortsat i beskedne mængder.



Figur 8: Dansk gas forbrug i 2016, fordelt på anvendelse og sammenlignet med en udvalgt gruppe af vores Europæiske naboer. Kilde: Eurostat

Dansk gasforbrug er hovedsageligt fordelt på industri og kraftvarmeproduktion jf. figur8. Andre lande herunder især Norge og Italien bruger en del gas i transportsektoren og har en klar politik, der understøtter brugen af VE-gas i transportsektoren. I Danmark er anvendelsen af gas til transport så ubetydelig, at det stort set ikke kan registreres i statistikken. For år tilbage var der ingen nyere gas-drevne køretøjer, men de senere år har flere kommuner investeret i gasdrevne busser og skraldebiler, og Samsø har investeret i en gasdreven færge. Lysten til at bruge gas til transport i Danmark, er i høj grad drevet af lysten til på sigt at bruge bionaturgas til transport, da bionaturgas kan være et relativt billigt 2G-biobrændsel<sup>12</sup>

<sup>12</sup>2G-biobrændsel står for anden generation biobrændsel, som er et bæredygtigt biobrændsel, der er baseret på affald fremfor energiafgrøder, 2G-biobrændsler tæller dobbelt i EU's mål om VE-brændsler i transport-

sammenlignet med biodiesel. Bionaturgas kan derfor fungere som et længerevækkende bæredygtigt alternativ til el-drevne køretøjer.

### 3.1 Aktører

Der skelnes mellem tre typer aktører i gasmarkedet. Ejere og operatører af de fysiske installationer, kommercielle aktører og forbrugere.

Ejere og operatører	Kommercielle aktører	Forbrugere
Gas-transmission (TSO)	Shippers	DM forbrugere <sup>13</sup>
Gas-distributionselskaber (DSO)	Gas-leverandører	ikke-DM forbrugere
Gas-lagre (SSO)	Lagerkunder	

**Forbrugere** er betegnelsen for alle, der bruger naturgas til egetforbrug, der skelnes mellem *DM forbrugere*, som er virksomheder med fjernaflæste målere, og som typisk bruger mere end 300.000 Nm<sup>3</sup> årligt. Der er knapt 1.500 af disse forbrugere. Der er ca. 400.000 *Non-DM forbrugere*, og de har et typisk forbrug på ca. 1.500-2.500 Nm<sup>3</sup> årligt.

**De kommercielle aktører** består af:

- *Shippers*, som er danske og internationale markedsaktører, der leverer gas til gas-leverandørerne og sørger for transporten af gas i transmissionsnettet ved at købe kapacitet hos systemoperatørerne. Der er for øjeblikket knap 40 registrerede shippere i det danske system, hvoraf ca. 20 er aktive.
- *Gas-leverandører*, leverer gas til forbrugerne og opkræver betaling for både forbrug og transport
- *Lagerkunder* køber retten til at bruge gaslagrene, til at injicere og trække gas ud af lagrene

Ejere og operatører beskrives nedenfor.

### 3.2 Transmission og distribution

Omkring 4 mia. Nm<sup>3</sup> transportes årligt i det danske gassystem, hvoraf ca. 2,5 mia. Nm<sup>3</sup> transporteres ud til danske forbrugere via naturgasnettet og resten eksporteres til hhv. Sverige og Tyskland.

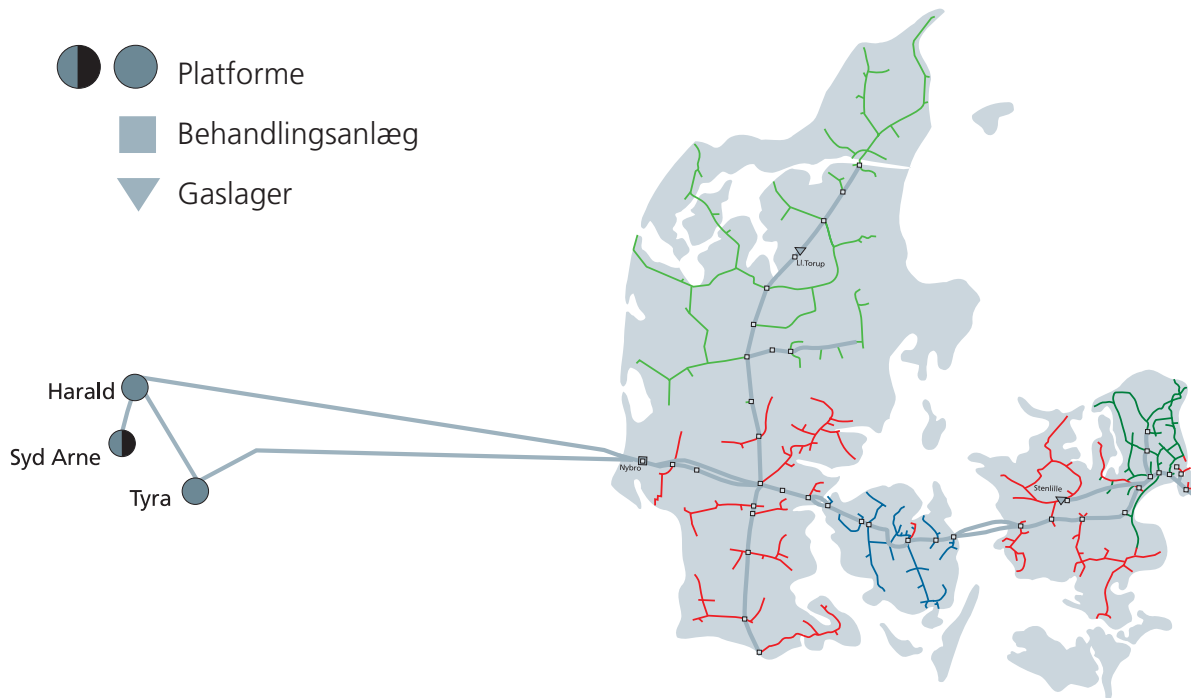
Det danske gassystem er en integreret del af den Europæiske gasinfrastruktur, og siden udvidelsen i 2013 har det været muligt både at importere og eksportere naturgas fra og til Tyskland. Gassystemet kan deles op i hhv. transmissionssystemet og distributionssystemerne.

Transmissionssystemet beskrives ofte som gassens motorvej, der transporterer gassen fra Nordsøen og videre ud i distributionssystemet (landeveje og stikveje) og derfra til forbrugerne. Transmissionssystemet fungerer også til transit af gas mellem lande. Mere end halvdelen af den gas, der transporteres i det danske system, forbruges også i Danmark, det danske

---

sektoren.

<sup>13</sup>DM forbrugere er virksomheder med fjernaflæste målere



Figur 9: Det danske naturgassystem med indvinding fra Nordsøen, transmission, distribution og lagre. Kilde: Naturgasselskaberne

system fungerer derfor ikke hovedsageligt som et transitsystem på nuværende tidspunkt. Andre lande såsom fx Ukraine og Hviderusland fungerer hovedsageligt som transitlande for gas mellem Rusland og Europa.

Den danske gas-TSO<sup>14</sup> hedder Energinet. Energinet er ejet af den danske stat og fungerer også som den danske el-TSO; Energinet er desuden reguleret efter "hvile-i-sig-selv" og har til formål balancere systemet og sørge for forsyningssikkerhed til de lavest mulige omkostninger.

Gas-transmissionsnettet er ca. 900 km langt og er forbundet til distributionsnettene via 43 MR-stationer<sup>15</sup>, der nedjusterer trykket fra transmission til distribution og tilsætter odorant<sup>16</sup>. Transmissionnettet er forbundet til de to danske gaslagre, der er ejet af et søsterselskab til Energinet.

### 3.2.1 Distribution

Distributionssystemet består af flere forgrenede net, som hovedsageligt er ejet af HMN Naturgas (markeret med grøn i figur 9), Nature Energy, NGF (markeret med blå) og Dansk Gas Distribution, DGD (markeret med rød). Ejerskabet af de tre selskaber har ligget nogenlunde fast de seneste mange år, men i 2017 udmeldte Regeringen en interesse i, at distri-

<sup>14</sup>TSO står for TransmissionsSystemOperator eller på engelsk Transmission System Operator

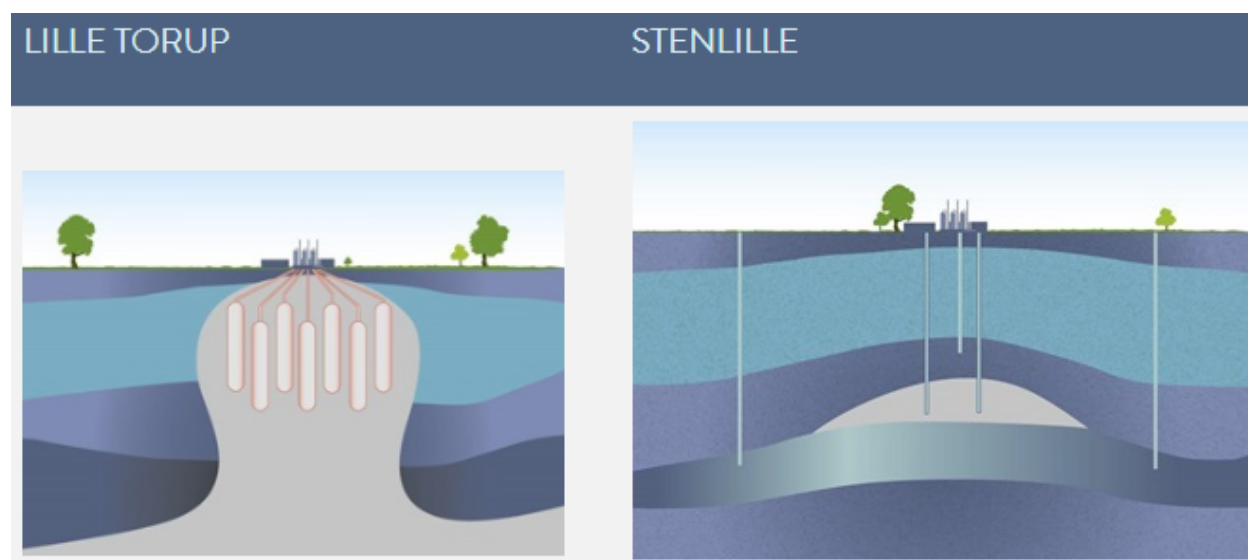
<sup>15</sup>MR: Måle- og Reguleringsstationer

<sup>16</sup>Odorant: gas lugter stort set ikke, men hvis luften fyldes med naturgas fortrænges ilt, hvorefter mennesker kan blive kvalt i tilfælde af gasudslip. For at øge chancen for at eventuelle gasudslip bliver opdaget tilsættes en lugt til gassen (odorant).

butionsselskaberne skulle samles, eller ejerskabet i hvert fald skulle op til revision<sup>17</sup>. Det er endnu uvist om ejerskabet skal fortsætte som nu, men foreløbigt vil de tre forskellige områder være relevante at have kendskab til. Udover de tre store net er der nogle mindre bynet der leverer bygas (dvs. naturgas med ekstra luft) i Aalborg, København og Frederiksberg.

Den fulde længde af distributionsnettet er ca. 17.000 km og er tilsluttet mere end 400.000 kunder med et samlet årligt forbrug på omkring 98PJ (2014). Nettet er oprindeligt designet til at modtage naturgas, men opgraderet biogas sendes også typisk direkte ud på distributionsnettet.

### 3.3 Gaslagrene



Figur 10: Stilistisk billede af gaslagrene i Lille Torup og Stenlille. Kilde: Gas Storage Denmark

#### Lille Torup

Cylindrisk saltthorst, 5 km i højde og diameter, beliggende i Nordjylland

Lageret består af 7 salt kaverne

Toppen af hver kaverne ligger ca. 950-1400 m under jordoverfladen

Hver kaverne er ca. 300 m høj

Volume 435 mio. Nm<sup>3</sup> (4.965 GWh)

#### Stenlille

Akviferet gaslager, beliggende i den centrale del af Sjælland

Lageret ligger i en Gassumsandsformation, hvor gassen presses ind i små hulrum i stenen

Øverste del af "puden" ligger ca. 1500 m under jordoverfladen og dækker et areal på 14 Km<sup>2</sup>

"puden" er ca. 300 m høj

Volume 513 mio. Nm<sup>3</sup> (5.855 GWh)

De danske gaslagre i Lille Torup og Stenlille er begge ejet af et søsterselskab til Energinet

<sup>17</sup>DGD er nu ejet af Energinet, men var tidligere ejet af DONG (nu Ørsted), mens HMN og NGF var ejet af en gruppe af kommuner. NGF er nu også overtaget af Energinet og fusioneres med DGD, mens HMN er overtaget af to energiselskaber (eniig og seas-nve)



(Gas Storage Denmark) og bruges til at regulere sæsonmæssige forbrugsvariationer, til at reducere prisforskelle af kommercielle årsager og til at sikre forsyningssikkerhed.

Lagrener opereres på kommercielle vilkår i konkurrence med andre Europæiske lagre og er således ikke reguleret under hvile-i-sig-selv-princippet som selskabets moderselskab (Energinet). Lagrene udbyder produkterne, lager-kapacitet samt kapacitet til udtræk og injektion.

### 3.3.1 Sikkerhed

Sikkerhed er en betydelig faktor, når der opereres med gas. Det gælder for hele gassystemet, men i særdeleshed i forbindelse med lagrene, hvor store mængder af gas er samlet på det samme sted.

De to største risici ved naturgas er risiko for kvælning, hvis ilt fortrænges i et rum pga. en gaslækage. Naturgas er lettere end almindelig luft, så hvis lækagen foregår udenfor er denne risiko betydeligt mindre. Den anden og nok største risiko omhandler eksplosionsfare.

Hvis en gas antændes under ukontrollerede forhold vil antændingen brede sig og typisk forårsage en eksplosion, og hvis mængden af gas er tilstrækkelig stor vil eksplosionen blive meget voldsom.

For at gas skal kunne antændes kræver det at gassen blandes med 5-15% luft. Hvis der er 100% naturgas eller mere end 15% luft vil naturgassen ikke antændes. Naturgassen antændes derfor ikke nede i lagrene og ved mindre lækager vil naturgassen hurtigt stige til vejrs og blandes med luften. Det er imidlertid i forbindelse med lækager, at der er risiko for eksplosion, og hvis sikkerheden ikke er god nok, kan store eksplosioner opstå i den forbindelse. Derfor har sikkerhed højeste prioritet hos gasselskaberne, ikke mindst på lagrene, hvor der bl.a. er ekstra ventiler til at holde gas tilbage i tilfælde af, at én ventil skulle gå i stykker.

Alligevel er der altid en risiko i forbindelse med produktion af, transport af og lagring af gas. Det er derfor naturligt, at naboer til et gaslager eller til et potentielt nyt gaslager vil være betænkelige; og der kan opstå modstand overfor investeringer i nye lagre.

De udfordringer med sikkerhed, som kan forekomme med naturgas gælder også for brint - og typisk i en højere grad, eftersom brint har en meget lille massefylde og typisk skal opbevares under højere tryk end naturgas. Brint-molekyler er også mindre end methan-molekyler, hvorfor risikoen for lækage er højere i tilfælde af brint. Brint-lagre vil derfor som udgangspunkt kræve endnu mere sikkerhed end naturgas-lagre.

### 3.3.2 Udvidelser eller nye lagre

Udover risiko-hensyn kan miljøhensyn også have indflydelse for mulighederne for at bygge eller udvide et gas-lager. Allerede i 2007 ønskede Energinet at udvide sit lager i Lille Torup ved at fylde vand i kaverne (hentet i Limfjorden), lade salt opløses i vandet og efterfølgende tømme kaverne for vand (ud i Limfjorden). Det er den metode, som oprindeligt er blevet brugt, da lageret blev lavet, og det der var tanken da lagrene skulle udvides, eller i det mindste genoprettes til oprindelig størrelse (kaverne bliver lidt mindre med tiden).

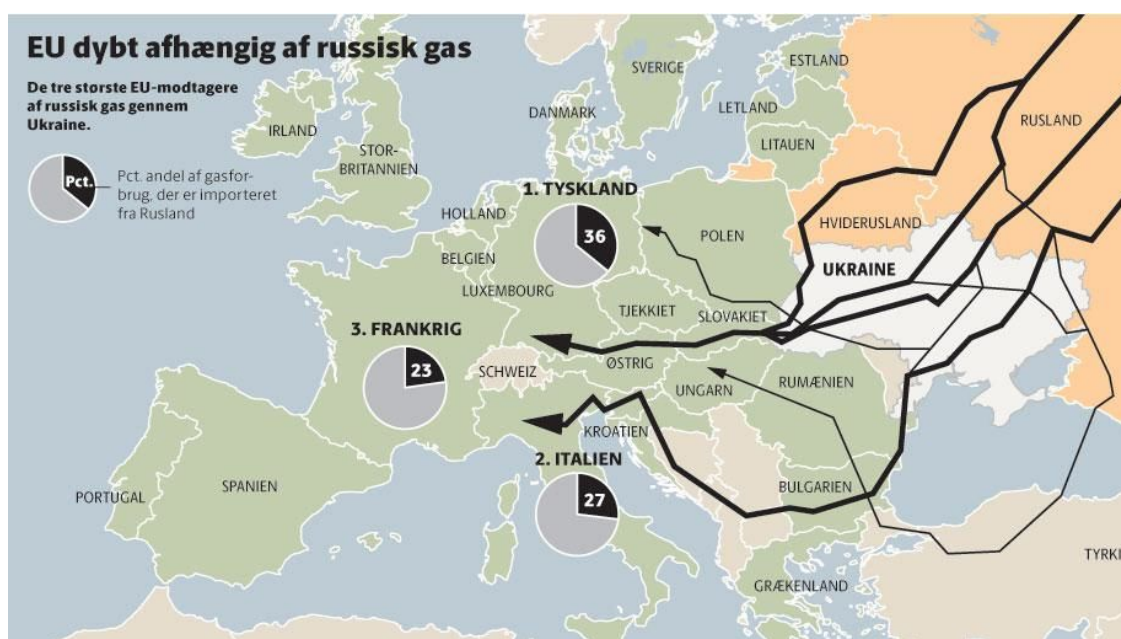
I 2013 blev den første kaverne udskyllet, og udskyldningen af den næste kaverne var blevet godkendt og blev påbegyndt i begyndelsen af 2015. Udvidelsen mødte imidlertid stor

modstand fra medlemmer af lokalområdet<sup>18</sup> og blev stoppet midt i processen; derfor står nu én af de eksisterende kaverner under vand, uden nogen afklaring om, hvorvidt og i så fald hvordan, det vand skal tømmes ud. Begrundelsen fra lokalområdet var, at udskylningen ville sende for mange næringssalte ud i et i forvejen sart vandmiljø.

Akzo Nobel Salt har i mange år udvundet salt i Hvornum vest for Hobro, og kontaktede i 2012 virksomheden CEMTEC (Center for Energi og Materiale Teknologi) med henblik på muligheden for at bruge de udtjente saltkaverner til et brint-lager, der vil kunne levere fleksibilitet til det fremtidige energisystem<sup>19</sup>. Der er endnu ingen færdige planer om projektet, men hvis det bliver besluttet, vil det også skulle overvejes hvilke miljø- og sikkerhedsmæssige udfordringer sådan et projekt ville kunne medføre.

### 3.4 Transit

Danmark har eksporteret gas til Tyskland, Holland og Sverige siden gassystemet blev bygget, men har først fungeret som et egentlig transitland for gas siden åbningen for import af gas ved Ellund i 2013. Langt det meste gas, der strømmer i det danske transmissionssystem er således dansk gas, der transporteres til danske slutbrugere, og på det punkt afviger den nuværende anvendelse af det danske gassystem fra anvendelsen af de fleste andre Europæiske gassystemer. Der er historisk blevet udvundet meget gas i Holland og til en vis grad i Tyskland, men nu kommer det meste gas fra Rusland og Nordsøen (særligt fra Norge); mens sydeuropæiske lande modtager gas fra Afrika og Mellemøsten.



Figur 11: Illustration af Europas afhængighed af Russisk gas. Kilde: Berlingske

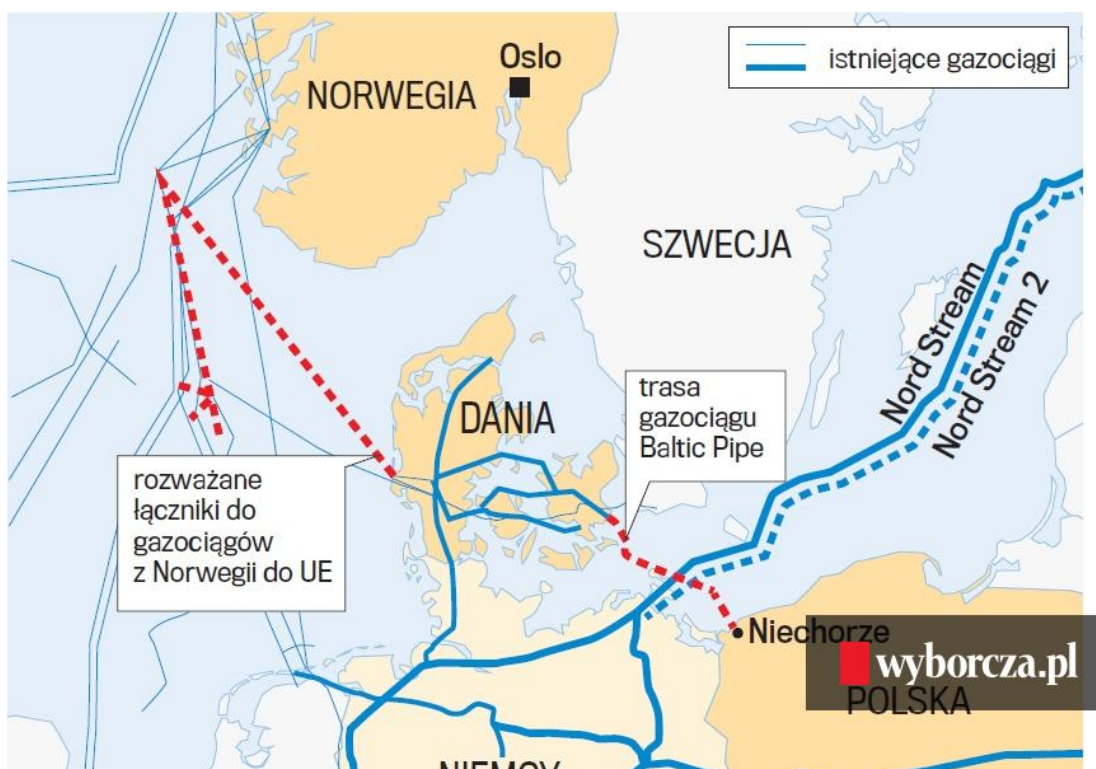
<sup>18</sup>se fx <http://fjordvenner.dk/>

<sup>19</sup><http://hydrogenvalley.dk/>

### 3.4.1 Nord Stream

Langt det meste gas fra Rusland transporteres gennem store rør fra Rusland via enten Ukraine eller Hviderusland og derfra videre ind i Europa. Transporten har ikke altid gået gnidningsfrit og i perioder, hvor Rusland og Ukraine har haft uenigheder om betalingen for transitten har parterne til tider valgt at lukke for gassen ind i Ukraine eller ud af Ukraine. Der findes adskillige eksempler herpå fx i 2007 og 2008. Efterfølgende blev Rusland og Tyskland enige om at etablere en rørføring gennem Østersøen og dermed udenom både Hviderusland og Ukraine. Nord Stream I blev åbnet i 2011, og der er allerede planlagt en dublering til Nord Stream II, men dette kræver nye godkendelser fra de lande, som røret går igennem, herunder Danmark. I mellemtiden har Rusland annekteret Krim, som tidligere var en del af Ukraine, og Danmark bruger bl.a. denne annektering som argument for ikke at tillade en dublering af Nord Stream.

Tyskland er på den anden siden optaget af at sikre sig tilstrækkeligt med gas og en vis uafhængighed af forsyninger fra Ukraine i tilfælde af, at Ukraine igen lukker for sin del af gassen. Den fordel vil flere Østeuropæiske lande ikke have af Nord Stream, faktisk vil en styrkelse af Nord Stream forringe disse landes forhandlingsevne overfor Rusland i forhold til betaling for gas og gas kapacitet. Tyskland og Øst-europa har derfor i denne sammenhæng modstridende interesser.



Figur 12: Samlet illustration af Nord Stream I & II samt Baltic pipe. Kilde: economyjournalonline

### 3.4.2 Baltic pipe

I disse år overvejes også investeringer i en anden rørføring fra det norske gassystem, gennem Danmark og videre til Polen — det såkaldte Baltic Pipe projekt<sup>20</sup>. Forskellige versioner af Baltic Pipe har været undervejs af flere omgange, og formålet fra polsk side er at reducere polsk afhængighed af russisk gas. Denne gang ser det ud til at projektet bliver til noget, men det er endnu ikke fuldt afgjort. Den endelige investeringsbeslutning forventes vedtaget inden udgangen af 2018.

Danmark har ikke de samme udfordringer med forsyningssikkerhed som Polen og Tyskland, tilgængæld vil danskerne kunne drage fordel af en øget transit i det danske system.

Gas transmissionsnettet er som sagt reguleret under ”hvile-i-sig-selv”-princippet; dvs. alle omkostninger for systemet skal betales af de, der bruger nettet, samtidig med at de der ejer nettet (Energinet) ikke må tjene nogen profit på ejerskabet → jo flere brugere, jo lavere stykomkostning. Derfor vil danske gasforbrugere kunne forvente lavere systemomkostninger, hvis Baltic pipe bliver besluttet.

Projektet vil imidlertid også betyde, at det danske gastransmissionssystem kommer til at bakke op om anvendelsen af fossil gas, længe efter Danmark selv forventes at blive uafhængig af fossile gasser.

## 4 Vedvarende energigasser

**Biogas** er betegnelsen for VE-gas produceret via en *anaerob udrådning* af organisk input såsom gylle, organisk affald og spildevand. Betegnelsen bruges også om *termisk forgasset* biomasse såsom fx træ og i nogle tilfælde inkluderer betegnelsen endda *brint fra elektrolyse* baseret på vedvarende elektricitet. Alle disse typer VE-gas har forskellige egenskaber og i dette case ligger fokus på:

- **Biogas**; Defineret som biogas produceret vha. *anaerob udrådning*, hovedsageligt baseret på våde substrater såsom gylle, spillevand og andre organiske co-substrater. **Biogas** består af omtrent 65% metan og resten er CO<sub>2</sub> plus lidt H<sub>2</sub>S og H<sub>2</sub>; dette giver en øvre brændværdi (Higher Heating Value, HHV) omkring 25.9MJ/NM<sup>3</sup>.
- **Bionaturgas**; defineret som opgraderet biogas, dvs. rensed for svovlbrinte(H<sub>2</sub>S) og evt. andet snavs og hvor det meste CO<sub>2</sub> er enten fjernet eller konverteret til methan ved tilsætningen af brint<sup>21</sup>. **Bionaturgas** i denne form består af ca. 98% methan, mens resten typisk er CO<sub>2</sub> med en smule H<sub>2</sub>; øvre brændværdi for bionaturgas er ca. 39MJ/NM<sup>3</sup>, hvilket er lidt lavere end den gennemsnitlige øvre brændværdi for naturgas i det danske gas system, hvor brændværdien ligger på omtrent 43.8MJ/NM<sup>3</sup>[36]
- **Brint**; H<sub>2</sub> produceret via elektrolyse, øvre brændværdi 12.6MJ/NM<sup>3</sup>

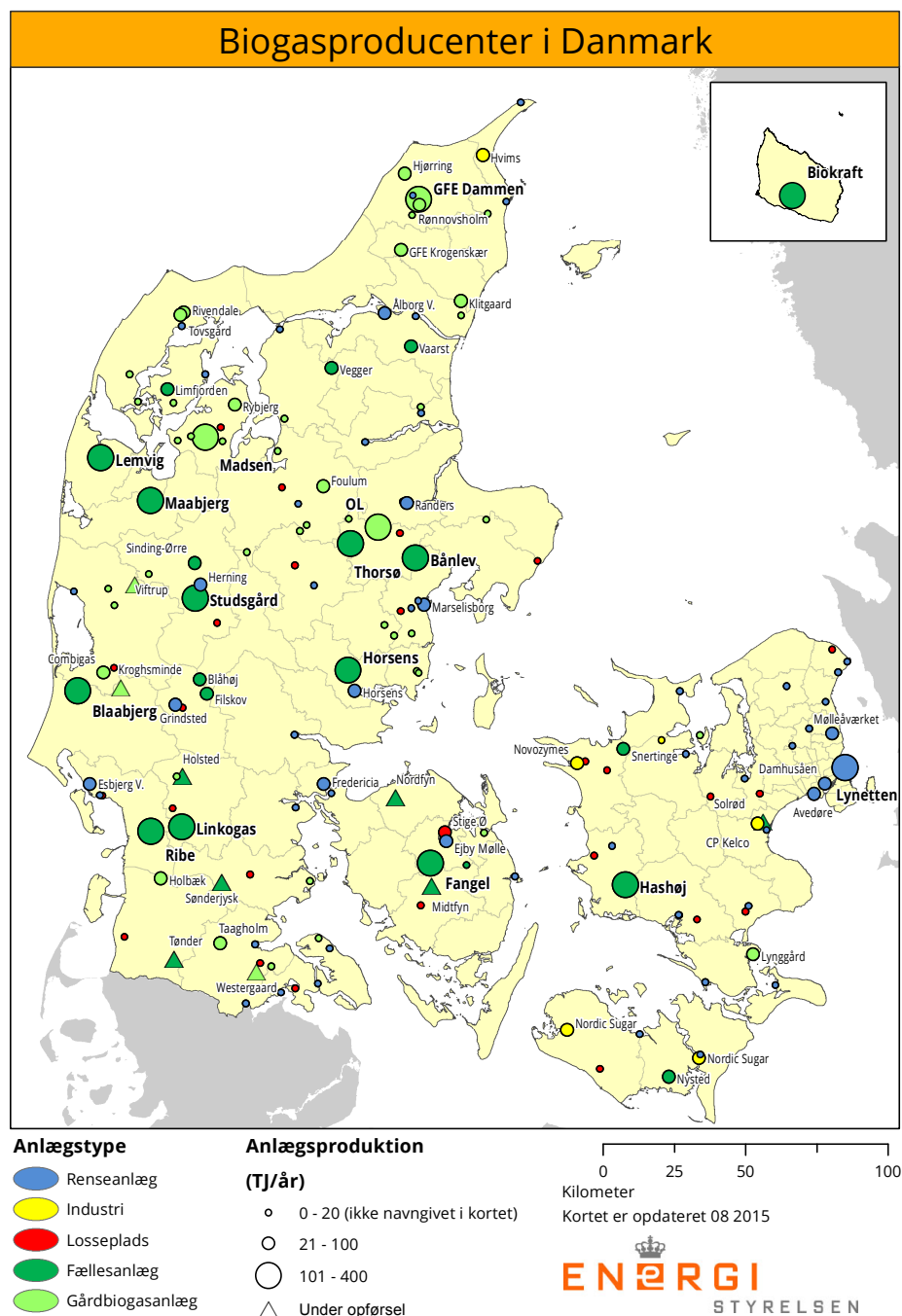
---

<sup>20</sup>Se også <https://www.baltic-pipe.eu/dk/> og <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/BalticPipe#Milepaele>

<sup>21</sup>brint (H<sub>2</sub>) tilføres biogassen hvorved overskuds-CO<sub>2</sub> sammen med brint konverteres til metan dvs. CO<sub>2</sub> + 2H<sub>2</sub> → CH<sub>4</sub> + O<sub>2</sub> + varme

## 4.1 Biogas

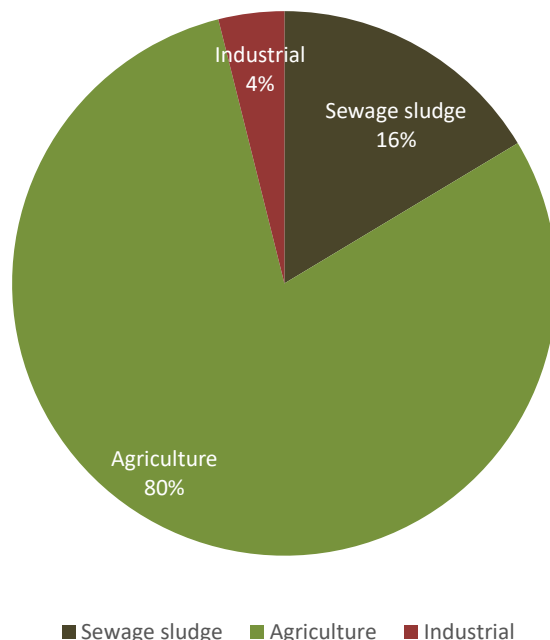
Biogas produceret vha. *anaerob udrådning* kan være baseret på et hvilket som helst organisk materiale, hvis man ellers er tilstrækkeligt tålmodig. Kommercielle producenter fortrækker dog våde substrater og tilsætter evt. vand i forbehandlingsprocessen.



Figur 13: Biogasanlæg i Danmark. Kilde: Energistyrelsen



Det afgassede restprodukt (på engelsk kaldet *digestate*) indeholder en blanding af inputtet, og afhængigt af inputtet kan dette restprodukt blive afvandet og komposteret, deponeret som affald eller hvis inputtet var tilstrækkeligt uforurenet kan restproduktet genbruges som gødning på landbrugsjorden. Eftersom langt det meste biogas i Danmark er baseret på landbrugsaffald — herunder gylle — returneres det meste af det afgassede restprodukt også til landbrugsjorden; og producenterne sikrer sig så vidt muligt at det anvendte input ikke er forurenet. Fordelen ved dette er, at de gode næringsstoffer bliver genbrugt og restproduktet bliver en værdifuld vare fremfor et affaldsprodukt.



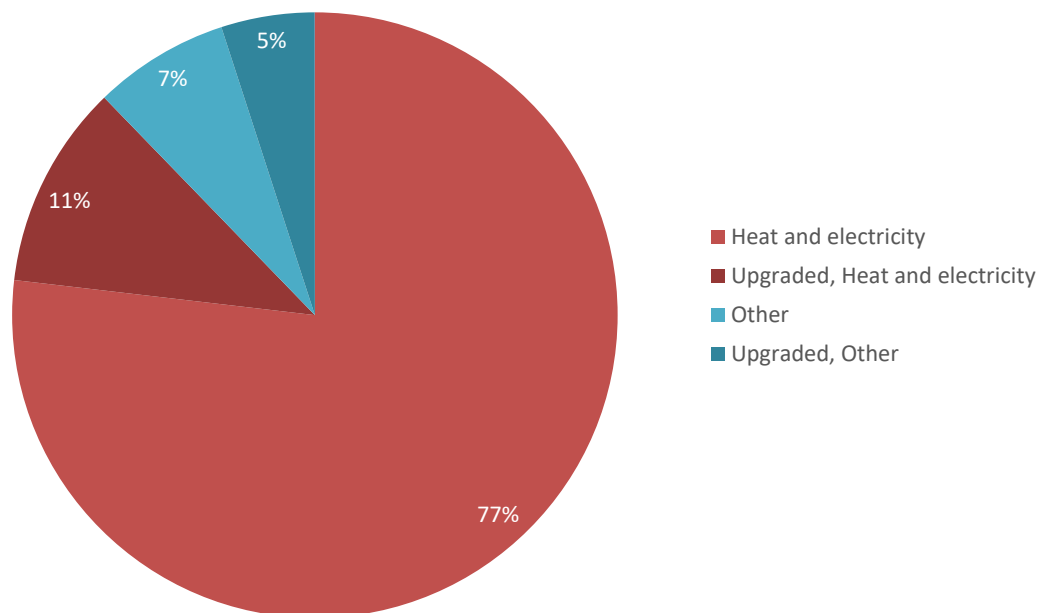
Figur 14: Inputfordeling i dansk biogasproduktion *Kilde:* [7]

Eftersom det meste biogas produceres på landbrugsinput, særligt gylle fra svin og kreaturer er det ikke overraskende, at de fleste og største biogasanlæg ligger i Jylland, hvor Danmark har sin største animalske produktion; mens de største og fleste rensningsanlæg i København der er den ubetinget største by i Danmark.

Biogasudbyttet på et biogasanlæg kan variere henover året pga. ændringer i input og kvaliteten af inputtet; ændringerne i udbyttet kommer dog typisk langsomt eftersom udrådningen tager lang tid (op til to måneder).

Det kan således være svært at ”booste” bioproduktionen på kort sigt, hvis man pludselig oplever en mer-efterspørgsel eller tilsvarende reducere produktionen i tilfælde af overudbud. Dette sætter nogle begrænsninger for fleksibiliteten omkring produktionen af biogas. Ved at have et biogaslager kan man opnå noget fleksibilitet henover døgnet, men lagrene rækker typisk ikke længere end 12 til 24 timer. Udgangspunktet er derfor at biogassen helst skal bruges nogenlunde konstant over året. Industriellproduktion vil typisk have et fast aftag og ellers vil muligheden for at opgradere biogassen afhjælper manglende sammenhæng mellem produktion og efterspørgsel; så længe gassen opgraderes løbende vil naturgasnettet kunne fungere som midlertidigt lager.

Biogas til kraftvarmeproduktion er mere kompliceret, her vil biogassen fungere bedst som et baseload-brændsel og knapt så godt for den sæsonprægede del af produktionen; der findes flere eksempler på fjernvarmeværker, som udelukkende har brugt biogas som brændsel, og som derfor har været nødt til at flare<sup>22</sup> eller køle varmen af om sommeren.



Figur 15: Primære anvendelse af biogas i Danmark i 2015, hvor ikke alle anvendelser er fuldt indregnet; *other* inkluderer i princippet både transport og flaring [3].

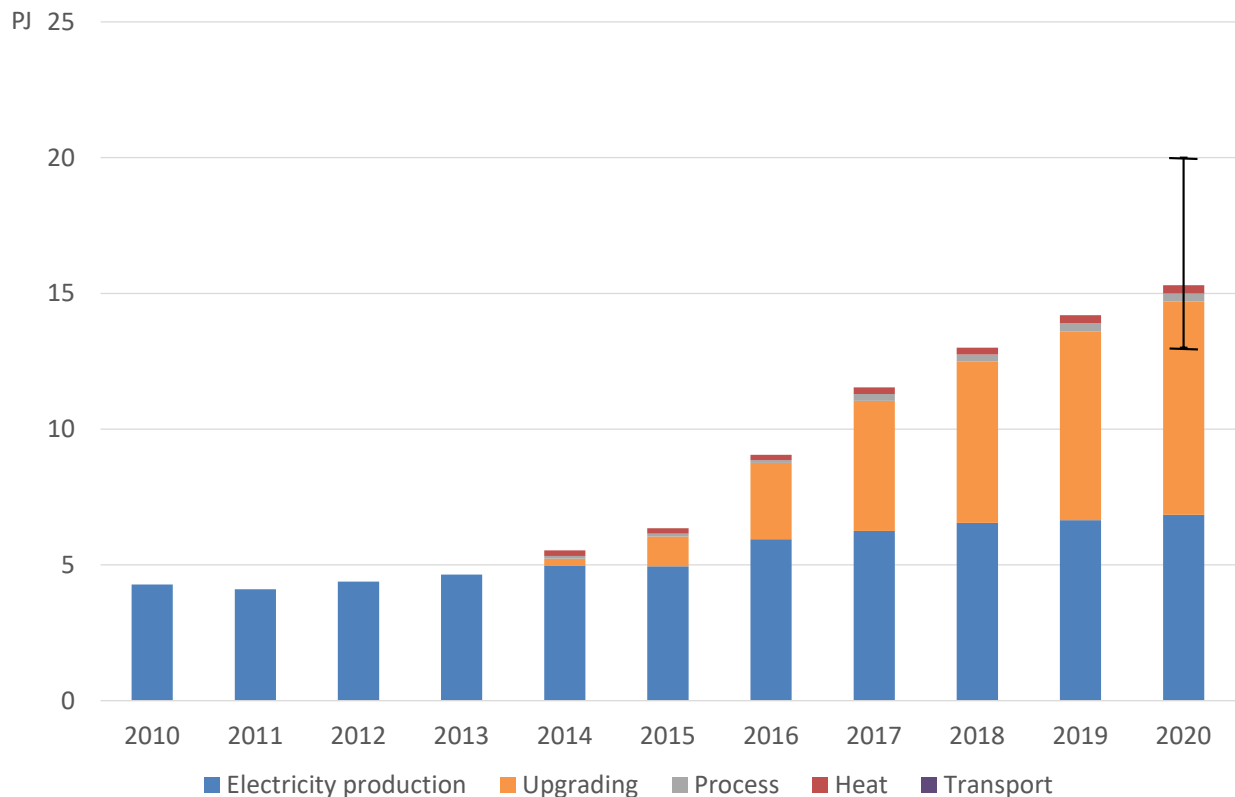
Biogassektoren har udviklet sig markant siden den startede i slutningen af 1970'erne[25]. Udviklingen gik først langsomt indtil støttepolitikken ændrede sig markant i forbindelse med Energiaftalen i 2012[17]. Overordnet set var den samlede aftale fokuseret på at leve op til de Europæiske 2020-mål og en bevægelse mod at blive uafhængig af fossil energi i 2050. I forhold til biogas, blev der oprettet en *biogas taskforce*, som skulle afhjælpe udviklingen indenfor biogas. Det blev yderligere aftalt at støtten skulle stige lidt, men hvad der nok var det mest afgørende var en ændring fra at biogas udelukkende blev støttet ved direkte anvendelse i kraftvarmeproduktion, til at der også kunne modtages støtte til opgraderet biogas, mens en mindre støtte blev givet til biogas direkte anvendt i industri og transport.

Bionaturgas anvendt til transport er ifølge Poeschl[29] den mest lovende anvendelse af biogas i et fremtidigt Tyskland, en lignende konklusion kom den danske *Biogas Taskforce* frem til[10]. Tidligere analyser fra Biogas Taskforce i februar 2014 [5] konkluderede at opgradering var den mest økonomisk levedygtige anvendelse fra et privatøkonomisk synspunkt; mens direkte anvendelse i lokal kraftvarmeproduktion var mest samfundsøkonomisk levedygtigt - i det mindste på kortere sigt. Siden er det blevet stadigt sværere for kraftvarmeproducenter at få en fornuftig anvendelse af kapaciteten grundet den øgede vind- og solenergi.

Siden Energiaftalen fra 2012 blev ratificeret af EU i 2014[15] er biogasproduktionen steget signifikant og ifølge fremskrivninger vil produktionen stige yderligere - og formentlig endda

<sup>22</sup>flaring er når gassen afbrændes i fri luft i stedet for at blive anvendt, det er ikke noget stort problem i Danmark, men i Norge er det fx et betydeligt problem

overstige selv de mest optimistiske fremskrivninger præsenteret i figur 16 med 20 PJ i 2020. Udfra figuren fremgår det klart, at de fleste nye investeringer går til biogasanlæg, som er tilknyttet et opgraderingsanlæg, så bionaturgassen kan blive transporteret via naturgasnettet. Selvom majoriteten af bionaturgassen for nuværende anvendes i kraft- og varmesektoren, vil dette ikke nødvendigvis blive den foretrukne anvendelse i fremtiden.



Figur 16: Udviklingen i dansk biogas produktion og forbrug, data er faktiske data indtil 2016 og herefter projekterede på basis af planlagte investeringer i biogas- og opgraderingsanlæg; kilde:[18]

#### 4.1.1 Biogas regulering

Der er stor forskel på biogasproduktion og anvendelse rundt om i Europa. I fx Danmark, Tyskland og Holland er biogassen hovedsageligt baseret på affald fra landbruget[21], mens biogassen i Norge, Sverige og Finland mest er baseret på organisk affald og spildevand [20, 28]; og lossepladsgas i UK, Italien, Spanien og Frankrig[14]. Støtten varierer også i de forskellige lande fra investeringsstøtte, direkte og indirekte støtte til input. De fleste lande støtter imidlertid også anvendelsen, typisk for gas til transport, eller som det historisk har været foretrukket, som støtte til elektricitetsproduktion[24, 14, 2].

I Danmark støttes biogas hovedsageligt gennem feed-in tariffer og –præmier indimellem suppleret med investeringsstøtte. Den seneste investeringsfond blev oprettet med Energi-aftalen i 2012[17]. Et grundlæggende krav for at modtage biogasstøtte i Danmark er, at produktionen er bæredygtig; dvs. at biogassen hovedsageligt skal være baseret på affald.



2018	Direkte anvendelse			Opgraderet
	CHP	varme	industri & transport	al forbrug
Enheder	DKK/MWh	DKK/GJ	DKK/GJ	DKK/GJ
Feed-in tariff <sup>a</sup>	821			
Feed-in premium <sup>b</sup>	446		39	81,8
NG-pris afhængig	415	41,5	41,5	41,5
Midlertidig	40	4	4	4
<b>Total</b>	<b>1276</b>	<b>45,5</b>	<b>84,5</b>	<b>127,3</b>
Afgift på gas til varme	2,7	2,7	0	72,2

<sup>a</sup>Feed-in tariff er betegnelsen for en støtte, der gives i stedet for prisen, hermed behøver producenten ikke tænke på, hvad markedsprisen mon måtte blive, da denne er sikret en fast pris

<sup>b</sup>Feed-in premium er et pristillæg, dvs. producenten selv byder ind på markedet, men samtidig også modtager støtte i form af et pristillæg, denne form for støtte giver producenten et argument for at producere når efterspørgslen er størst og dermed prisen højst

Tabel 3: Direkte- og indirekte støtte til biogas i 2016, *kilder*: [6, 31]

Helt præcist betyder det, at der er en begrænsning på hvor stor en andel af energiafgrøder såsom fx majs og sukkerroer, der kan tilsættes i biogasproduktionen. Fra 2018 ligger denne andel på maximum 12% energiafgrøder, tidligere var det 25% [4].

Indtil 2012 har den danske regulering fulgt de samme principper som ellers anvendt i Europa med en feed-in tarif eller -premium for produceret el [14, 24, 2]. Siden Energiaftalen i 2012 [17], er reguleringen blevet ændret så opgraderet biogas til bionaturgas og sendt på gasset, har haft nogenlunde samme støtteforhold som direkte anvendt biogas til kraftvarme. Biogas direkte anvendt i industri og transport har modtaget lavere støtte — resultatet heraf har været at biogas stort set ikke har været anvendt direkte til industri og transport. Der er ingen beskatning af biogas brugt til varme - i modsætning til bionaturgas fra naturgasnettet, der beskattes på samme måde som naturgas.

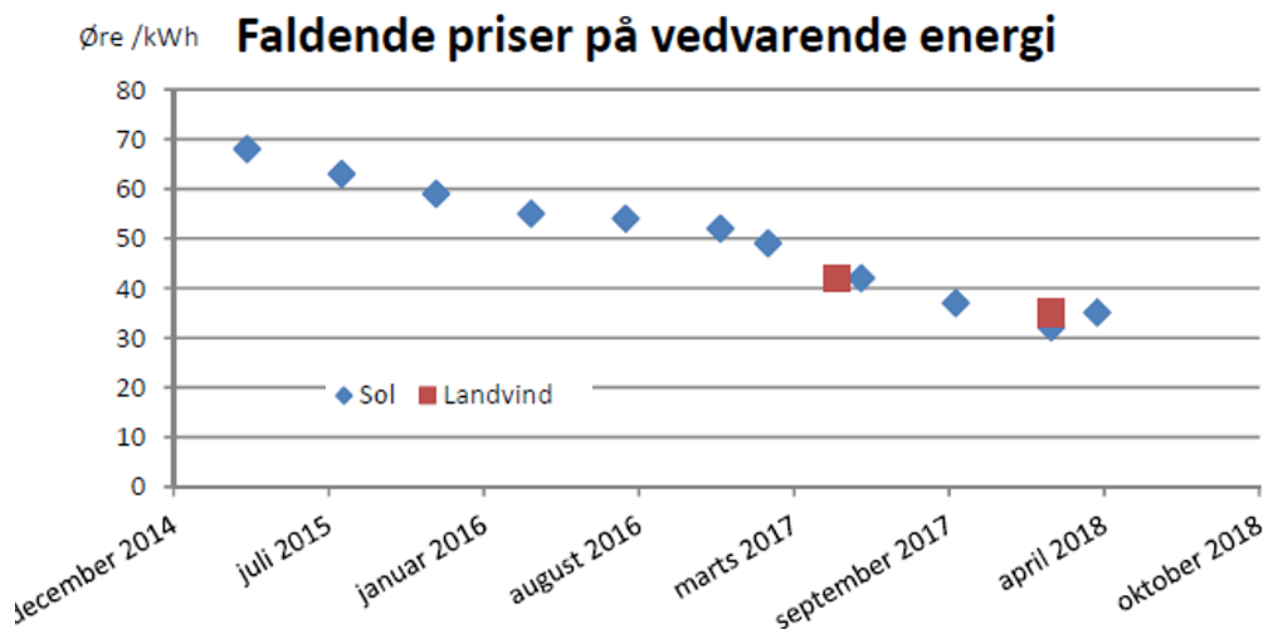
Støttesatserne for 2016 kan ses i tabel 3. Støtten er godkendt i EU og vil vare indtil 2023, hvorefter ny regulering skal besluttet og så igen godkendes/ratificeres af EU. Noget af støtten udfases fra 2016-2020 (den midlertidige sats), mens en anden del af støtten er negativt afhængigt af naturgasprisen, således at støtten stiger, hvis gasprisen falder og omvendt, hermed reduceres risikoen fra prisvariationer på naturgasprisen.

#### 4.1.2 Biogas støtte sammenholdt med anden støtte

I det seneste energiudspil fra VlaK-regeringen[30] og den senere energiaftale, blev, der lagt vægt på omkostningseffektivitet<sup>23</sup>. Priser på andre typer af vedvarende energi som sol og vind er faldet markant, og det er forventningen at støtten til vind og sol tilsvarende vil falde i den nærmeste fremtid, det forventes endda at vind og sol kan blive fuldt kommerciel i en nær fremtid. Se også figur 17, som blev anvendt i Regeringens energiudspil i 2018. I den

<sup>23</sup>Altså at man får så meget som muligt for pengene

kontekst er det ikke gået ubemærket hen, at biogassen ikke har set nær de samme prisfald i produktionen. Den seneste udvikling med et boom i biogasinvesteringer har givet håb om at biogasproduktionspriserne også kan falde på lidt længere sigt. De nye anlæg er typisk større, med mulighed for skala-effekter[33] og har oftest valgt at opgradere, så variationer i efterspørgslen ikke påvirker økonomien for anlæggene.



Figur 17: Kilde: Dansk Energi. Der er tale om resultater af udbud af vedvarende energiteknologier i Tyskland (brugt i faktaark til energiudspillet i 2018[30])

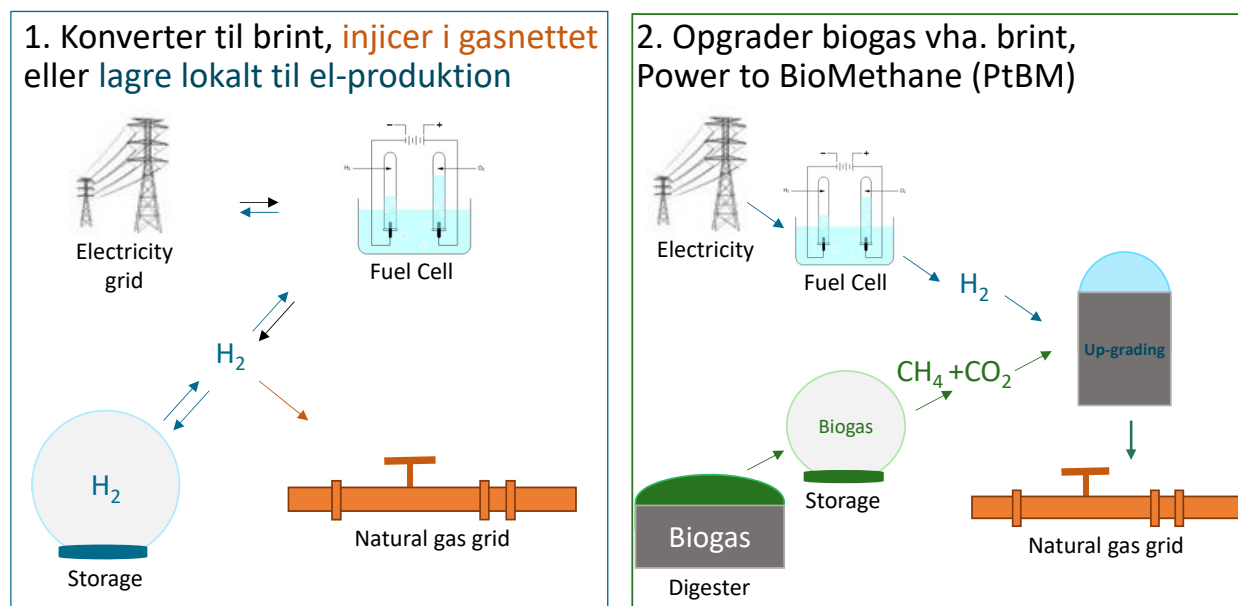
Prisen på biogas er dog i modsætning til sol og vind ikke kun baseret på placering og investeringsomkostninger, men afhænger i høj grad også af de typer af biomasseinput, der står til rådighed for det enkelte biogasanlæg - og prisen for disse biomasser. I det fremtidige energisystem skal det derfor overvejes, om biogas på sigt bliver for dyr en løsning, sammenholdt med andre alternativer og hvad biogas i øvrigt ellers kan levere til samfundet - udover vedvarende energi.

I første omgang er biogas til en vis grad blev fredet, og således beholder biogas fortsat den eksisterende støtte i en rum tid, selv på lidt længere sigt er der sat et betydelig pulje af til biogas[16]. Dog vil støtten blive udbudt i puljer med prislofter for at undgå for høje støtteniveauer. Det er endnu ikke besluttet hvordan, men tanken er tilsyneladende, at støtte til biogas direkte anvendt til elproduktion skal konkurrere på lige fod med vindkraft og andre lignende teknologier. Det vil *de facto* betyde at den del af støtten udfases.

## 4.2 Brint og Power to Gas (PtG)

Produktionen af brint vha. elektrolyse er en teknologi, der kan levere fleksibilitet til elsystemet, både som nedregulering (i tilfælde af overproduktion af el fra vedvarende energikil-

der som vind og sol) eller som opregulering (i tilfælde af underproduktion fra vind og sol). Til tider kan produktionen af el fra sol og vind være så stor, at det ikke er muligt at eksportere hele produktionen til vores nabolande via den eksisterende el-transmissionskapacitet. El-priserne kan så blive negative med mindre vind-producenterne formår at slukke for møllerne (på engelsk bruges termen: "curtailment"). Argumentet er, at PtG-anlæg vil kunne bruge overskuds-el i disse situationer og konvertere det til brint.

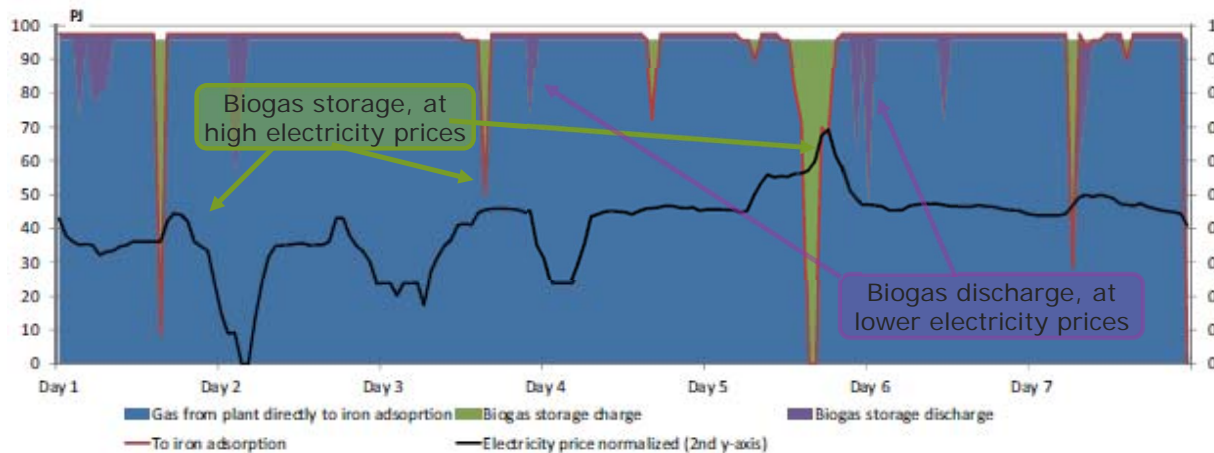


Figur 18: Illustrationer af Power to Gas, eksempler på produktion og anvendelse af brint, Kilde: Egne illustrationer brugt til Future Gas projektet

Brint kan lagres lokalt (som vist i figur 18.1) og senere konverteres tilbage til el gennem en anden brændselscelle eller en reversibel brændselscelle, når el-prisen igen er høj. Hvis et lokalt lager bliver for dyrt kan mindre mængder af brint sendes ud på naturgasnettet og blandes med naturgassen. I begge tilfælde vil brændselscelle-teknologien fungere som nedregulering for el-systemet. I det første tilfælde (altså hvis den producerede brint lagres lokalt) kan PtG-teknologien imidlertid også bruges til opregulering, når el-priserne er høje.

En udfordring ved ovenstående anvendelse er, at investeringsomkostninger foreløbigt er meget høje for et PtG-anlæg, derfor er det ikke rentabelt at have et anlæg, som kun kører, når el-priserne er meget lave. I praksis kan det typisk bedst betale sig, hvis anlæggene kører ofte. Som beskrevet tidligere og illustreret i figur 18.2 kan brint også anvendes til at opgradere biogas. Der findes både katalytiske og biologiske metoder, men det grundlæggende princip er, at brint tilsættes biogas hvorefter kuldioxid fra biogassen reagerer med brinten og danner methan.

Biogas produceres konstant og er dyrt at lagre, det vil således være nødvendigt enten at lagre brinten (som formentlig er endnu dyrere at lagre) eller at have en nogenlunde konstant produktion af brint. Når el-prisen er meget høj vil man så kunne lagre biogassen midlertidigt indtil el-prisen kommer ned i et rimeligt leje. Hvis brint produktionsteknologien anvendes i den sammenhæng. Vil et PtBM-anlæg kunne fungere som omvendt opregulering, ved at



Figur 19: Eksempel på, når Power to BioMethane kan levere fleksibilitet til el-systemet, Kilde: Egne illustrationer ovenpå figur fra Jensen et al 2017[22]

fjerne forbrug i tilfælde af særligt høje el-priser. Et eksempel på dette er illustreret i figur 19.

PtG-teknologien er umoden, og selvom der efterhånden har været opført flere demonstrationsprojekter rundt om i Europa, er der fortsat ikke mange eksempler på fuldt kommercielle eller bare nogenlunde levedygtige projekter. Forskere ser dog muligheder i teknologien og hvis el-priserne kommer til at svinge mere end de gør nu, kan el-lagring i brint godt vise sig at være en brugbar løsning.

## 5 Gode steder at undersøge

1. Energistyrelsen: [ens.dk](http://ens.dk)
2. Forsyningstilsynet (tidligere energitilsynet): <http://energitilsynet.dk/index.php?id=10222419>
3. Energinets hjemmeside herunder
  - Biogas: <https://energinet.dk/Gas/Biogas>
  - <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Gasforsyningssikkerhedsredegorelse-2017>
  - <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Systemplan-2017>
  - <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegoerelse-for-gasforsyningssikkerhed-2016>
  - <https://energinet.dk/Om-publikationer/Publikationer/Redegoerelse-for-gasforsyningssikkerhed-2015>
  - Gas in Denmark, her er der mange relevante og letforståelige beskrivelser af, hvad der sker i det danske gasmarked: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Gas-in-Denmark-2015>
  - Baltic pipe: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Projektliste/BalticPipe#Milepaele>
4. Gas lagrene: <https://gasstorage.dk/>

5. Baltic pipe: <https://www.baltic-pipe.eu/dk/>
6. Naturgassens historie: <http://www.gaspointnordic.com/end-user/history-of-the-market>
7. Naturgas fakta: <http://www.naturgasfakta.dk>

## 6 Referencer

- [1] Torkild Birkmose, Kurt Hjort-Gregersen og Kasper Stefanek. *Biomasse til biogasanlæg i Danmark - på kort og langt sigt (Biomasses for biogas plants in Denmark - on short and the longer run)*. Tek. rap. april. 2013, s. 1–63. URL: [http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas-taskforce/rapporter%7B%5C\\_%7Dtaskforce/biomasser%7B%5C\\_%7Dtil%7B%5C\\_%7Dbiogasanlaeg.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/bioenergi/biogas-taskforce/rapporter%7B%5C_%7Dtaskforce/biomasser%7B%5C_%7Dtil%7B%5C_%7Dbiogasanlaeg.pdf).
- [2] Thomas Brudermann, Corinna Mitterhuber og Alfred Posch. “Agricultural biogas plants – A systematic analysis of strengths, weaknesses, opportunities and threats”. I: *Energy Policy* 76 (jan. 2015), s. 107–111. ISSN: 03014215. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514006302>.
- [3] Danish Energy Agency. *2015\_ENS\_Energifremskrivning\_Tal\_bag\_figurer\_og\_tabeller\_bf (DEA energy prognosis data tables)*. 2015. URL: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/basisshyefremskrivninger>.
- [4] Danish Energy Agency. *Begraensning for brug af majs og andre energiafgrøder til produktion af biogas, J.nr.3401/1001-4491*. 2012. URL: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/energiafgroeder%7B%5C\\_%7Dbegraensning%7B%5C\\_%7Dmajs.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/energiafgroeder%7B%5C_%7Dbegraensning%7B%5C_%7Dmajs.pdf).
- [5] Danish Energy Agency. *Biogas i Danmark – status , barrierer og perspektiver (Biogas in Denmark - status, barriers and perspectives)*. Tek. rap. 2014, s. 1–102. URL: [http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/biogas%7B%5C\\_%7Di%7B%5C\\_%7Ddanmark%7B%5C\\_%7D-%7B%5C\\_%7Danalyse%7B%5C\\_%7D2014%7B%5C\\_%7Dweb.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/biogas%7B%5C_%7Di%7B%5C_%7Ddanmark%7B%5C_%7D-%7B%5C_%7Danalyse%7B%5C_%7D2014%7B%5C_%7Dweb.pdf).
- [6] Danish Energy Agency. *Biogas support*. 2018. URL: <https://ens.dk/ansvarsomraader/stoette-til-vedvarende-energi/biogas/stoette-til-anvendelse-af-biogas>.
- [7] Danish Energy Agency. *Confidential data from DEA*. 2015.
- [8] Danish Energy Agency. *Energistatistik 2016*. Tek. rap. 2016, s. 58.
- [9] ”EA Energi Analyses. *Anvendelse af biogas til el- og varmeproduktion (Usage of biogas for electricity and heat production)*. Tek. rap. 2014.
- [10] Ea Energy Analyses og SDU. *Biogas og andre VE brændstoffer til tung transport Analyse af muligheder og udfordringer ved udfasning (Biogas and other RE-fuels for heavy transport - challenges and opportunities)*. Tek. rap. Danish Energy Agency, Biogas Taskforce, 2016, s. 109. URL: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/biogas%7B%5C\\_%7Dog%7B%5C\\_%7Danden%7B%5C\\_%7Dve%7B%5C\\_%7Dtil%7B%5C\\_%7Dtung%7B%5C\\_%7Dtransport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/biogas%7B%5C_%7Dog%7B%5C_%7Danden%7B%5C_%7Dve%7B%5C_%7Dtil%7B%5C_%7Dtung%7B%5C_%7Dtransport.pdf).
- [11] Energinet. *Redegørelse for gasforsyningssikkerhed 2016 (Report on security of supply on gas 2016)*. Tek. rap. 2016.

- [12] Energinet.dk. *Gas in Denmark - Security of supply and development*. Tek. rap. 2011, s. 78.
- [13] Energitilsynet. [http://energitilsynet.dk/varme/statistik/prisstatik/](http://energitilsynet.dk/varme/statistik/prisstistik/).
- [14] EurObserv'ER. *Biogas Barometer*. Tek. rap. november. 2014. URL: <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2014/>.
- [15] EUROPEAN COMMISSION. *State aid SA.35485 2012/N – Denmark Aid for all forms of biogas use*. 2013.
- [16] Folketinget. *Energiaftale mellem alle folketingets medlemmer 2018*. 2018. URL: <https://ens.dk/ansvarsomraader/energi-klimapolitik/politiske-aftaler-paa-energiomraadet>.
- [17] Folketinget. *Energiaftalen 2012*. 2012.
- [18] Bodil Harder. *Vi er midt i biogassens største vækstår (We are in the middle of the highest growth of biogas)*. 2016.
- [19] Kurt Hjort-Gregersen, David Blandford og Curt A. Gooch. “Biogas from Farm-based Biomass Sources Developments in Europe and the US Le biogaz dérivé de la biomasse d’origine agricole Développements en Europe et aux États-Unis Biogas aus Biomasse von landwirtschaftlichen Betrieben Entwicklungen in Europa und d”. I: *EuroChoices* 10.3 (dec. 2011), s. 18–23. ISSN: 14780917. URL: <http://doi.wiley.com/10.1111/j.1746-692X.2011.00211.x>.
- [20] Suvi Huttunen, Paula Kivimaa og Venla Virkamäki. “The need for policy coherence to trigger a transition to biogas production”. I: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 12 (sep. 2014), s. 14–30. ISSN: 22104224. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210422414000203>.
- [21] IEA Bioenergy. “Task37 Biogas Country Overview (CountryReports)”. 2014.
- [22] Ida Græsted Jensen, Marie Münster og David Pisinger. “Optimizing the Supply Chain of a Biogas Plant from Farmers to Energy Consumers Including Mass and Energy Losses”. I: *European Journal of Operational Research* 262 (2017), s. 744–758.
- [23] Ida Græsted Jensen og Lise Skovsgaard. “The impact of CO<sub>2</sub> -costs on biogas usage”. I: *Energy* 134 (2017), s. 289–300. ISSN: 03605442. DOI: 10.1016/j.energy.2017.06.019. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217310113%7B%5C%7D5Cnhttp://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544217310113>.
- [24] Mikael Lantz m.fl. “The prospects for an expansion of biogas systems in Sweden—Incentives, barriers and potentials”. I: *Energy Policy* 35.3 (mar. 2007), s. 1830–1843. ISSN: 03014215. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421506002564>.
- [25] Rikke Lybæk, Thomas Budde Christensen og Tyge Kjær. “Governing innovation for sustainable development in the danish biogas sector - a historical overview and analysis of innovation”. I: *Sustainable Development* (2013). ISSN: 09680802. DOI: 10.1002/sd.1548.

- [26] M H Mikkelsen, R Albrechtsen og S Gyldenkærne. *Biogasproduktions konsekvenser for drivhusgasudledning i landbruget*. Tek. rap. 197. 2016, s. 42. URL: <http://dce2.au.dk/pub/SR197.pdf>.
- [27] Flemming G. Nielsen. *Danmarks Energifortider - Hovedbegivenheder på energiområdet (The Danish energy history - main events in the energy area)*. April. Danish Energy Authority, 2016. ISBN: 978-87-93180-18-5. URL: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EnergiKlimapolitik/danmarks%7B%5C\\_%7Denergifortider%7B%5C\\_%7Dsamlet.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EnergiKlimapolitik/danmarks%7B%5C_%7Denergifortider%7B%5C_%7Dsamlet.pdf).
- [28] Linda Olsson og Magdalena Falde. “Waste(d) potential: a socio-technical analysis of biogas production and use in Sweden”. I: *Journal of Cleaner Production* (2014). ISSN: 0959-6526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.02.015.
- [29] Martina Poeschl, Shane Ward og Philip Owende. “Prospects for expanded utilization of biogas in Germany”. I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.7 (sep. 2010), s. 1782–1797. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/J.RSER.2010.04.010. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110001218>.
- [30] Regeringen. *Energiudspillet*. Tek. rap. April. Forsynings- og Klimaministeriet, 2018.
- [31] SKAT. *Tax rates*. 2017. URL: [http://www.skat.dk/skat.aspx?oid=124%7B%5C%7Dik%7B%5C\\_%7Dnavn=footer](http://www.skat.dk/skat.aspx?oid=124%7B%5C%7Dik%7B%5C_%7Dnavn=footer).
- [32] Ida Græsted Skovsgaard, Lise;Jensen. “Recent trends in biogas value chains explained using cooperative game theory”. I: *Energy Economics* 74 (2018), s. 503–522. ISSN: 01409883. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.06.021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.06.021>.
- [33] Lise Skovsgaard og Henrik Klinge Jacobsen. “Economies of scale in biogas production and the significance of flexible regulation”. I: *Energy Policy* 101 (feb. 2017), s. 77–89. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.021. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516306176>.
- [34] Lise Skovsgaard, Lise-Lotte Pade og Martin Frank Mogensen. *Effektiv brug af grønne afgifter i kraft- og varmesektoren*. Tek. rap. Institut for Miljøvurdering, 2007.
- [35] Lise Skovsgaard m.fl. *Markets and regulation: overview over Danish and EU tariffs*. Tek. rap. 2017, s. 1–51.
- [36] Signe Sonne. *Brændværdi for naturgas i Danmark*. 2017. URL: <https://energinet.dk/Gas/Gaskvalitet/Aarsgennemsnit-for-gaskvalitet> (sidst set 20.08.2008).